

Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures

324

ECON5

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

Analyse des expériences étrangères sur le partage des redevances tirées de l'exploitation des hydrocarbures avec les communautés locales et régionales touchées (GECN03)

Rapport présenté par :

La Chaire de recherche et d'innovation Goldcorp en droit des ressources naturelles et de l'énergie

Octobre 2015



UNIVERSITÉ
LAVAL

Avant-propos

Le présent rapport a été préparé par la Chaire de recherche et d'innovation Goldcorp en droit des ressources naturelles et de l'énergie pour la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures.

La coordination des activités de recherche a été réalisée par Christophe Krolik, professeur adjoint à la Faculté de droit de l'Université Laval et titulaire de la Chaire de recherche et d'innovation Goldcorp en droit des ressources naturelles et de l'énergie, en collaboration avec Géraud de Lassus St-Geniès (LL.D.), chargé de cours à la Faculté de droit de l'Université Laval et directeur adjoint de la Chaire de recherche et d'innovation Goldcorp en droit des ressources naturelles et de l'énergie. Ils tiennent à exprimer leurs remerciements à Me Jean-Pierre Veilleux, candidat à la maîtrise avec mémoire à la Faculté de droit de l'Université Laval, Raphaëlle Bach, candidate à la maîtrise avec mémoire à la Faculté de droit de l'Université Laval, et Mélanie Jordan, étudiante en master 1 droit public général à l'Université François Rabelais de Tours, pour leur contribution à la préparation de ce rapport.

Le rapport sur la juridiction de l'Alberta a été rédigé par le cabinet d'avocats Fasken Martineau DuMoulin S.E.N.C.R.L., s.r.l. (Me Martin R. Gagné, avec la collaboration de Me Émilie Bundock et M. Matthew Quadri). Le rapport sur la juridiction de Terre-Neuve-et-Labrador a été rédigé par Géraud de Lassus St-Geniès. Le rapport sur la juridiction de la Pennsylvanie a été rédigé par Géraud de Lassus St-Geniès et Raphaëlle Bach. Le rapport sur la juridiction de la Norvège a été rédigé par Me Jean-Pierre Veilleux. Le rapport sur la juridiction du Brésil a été rédigé par Pierre Issalys, professeur titulaire à la Faculté de droit de l'Université Laval, et André Tschumi, candidat au doctorat à la Faculté de droit de l'Université Laval.

La présentation des faits et les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec.

Créée en 2014, la Chaire de recherche et d'innovation Goldcorp en droit des ressources naturelles et de l'énergie a pour mission de promouvoir la recherche, la formation et la diffusion des connaissances dans les domaines du droit minier, forestier et de l'énergie dans une perspective québécoise, canadienne et internationale.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE EXÉCUTIF	3
INTRODUCTION	6
ALBERTA	11
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE GÉNÉRAL.....	11
2. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES.....	13
3. PARTAGE DES REDEVANCES.....	19
4. CONCLUSIONS	25
5. BIBLIOGRAPHIE	27
TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	33
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE GÉNÉRAL.....	33
2. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES.....	35
3. PARTAGE DES REDEVANCES.....	38
4. CONCLUSIONS.....	41
5. BIBLIOGRAPHIE.....	42
PENNSYLVANIE	45
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE GÉNÉRAL.....	45
2. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES.....	47
3. PARTAGE DES REDEVANCES.....	50
4. CONCLUSIONS.....	52
5. BIBLIOGRAPHIE.....	54
NORVÈGE.....	56
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE GÉNÉRAL.....	56
2. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES.....	62
3. PARTAGE DES REDEVANCES.....	64
4. CONCLUSIONS.....	66
5. BIBLIOGRAPHIE.....	68
BRÉSIL.....	70
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE GÉNÉRAL.....	70
2. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES.....	71
3. PARTAGE DES REDEVANCES.....	78
4. RÉGIME JURIDIQUE DES REDEVANCES MINIÈRES	83
5. CONCLUSIONS	85
6. BIBLIOGRAPHIE	88
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	94

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures*, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES). Ce rapport s'intègre dans le cadre du chantier économie des ÉES. Il a pour objet de documenter le fonctionnement du partage des redevances associées à l'exploitation des hydrocarbures avec les communautés locales et régionales touchées, dans des juridictions présentant certaines similarités avec le Québec. Cinq juridictions ont été analysées : l'Alberta, Terre-Neuve-et-Labrador, la Pennsylvanie, la Norvège et le Brésil. Un enseignement majeur de cette étude réside dans la nécessité d'appréhender le régime des redevances comme un moyen d'équilibrer une série d'intérêts. Dans le cas où une exploitation des hydrocarbures adviendrait au Québec, les réflexions pourraient porter sur cinq aspects essentiels.

1) L'équilibre dans le partage de la rente des hydrocarbures entre des entités publiques et privées

La rente provenant de l'exploitation des hydrocarbures résulte de l'écart entre les profits générés lors de la vente des ressources naturelles et l'ensemble des coûts associés à la mise en marché de ces ressources. Les redevances jouent un rôle majeur dans la répartition de la rente entre les entités publiques et privées (mais aussi entre les différentes entités publiques et les diverses collectivités humaines) et tout le défi lors du calibrage d'un régime de redevances consiste à trouver un équilibre entre ces deux intérêts.

Les législateurs ont parfois souhaité indiquer explicitement les objectifs de leurs lois relatives aux hydrocarbures. Une future loi québécoise sur les hydrocarbures pourrait s'inspirer de cette pratique en mentionnant les objectifs prioritaires concernant le prélèvement et le partage de ces revenus.

Le taux de redevances constitue un instrument essentiel dans la détermination de cet équilibre. Dans certaines juridictions, ce taux est établi par la loi et précisé par voie réglementaire. Dans d'autres juridictions, ce taux peut être fixé par voie contractuelle. Les analyses ont montré qu'un recours trop fréquent à une fixation du taux par la voie contractuelle peut engendrer un manque de lisibilité du système de redevances.

Dans plusieurs juridictions, le taux de redevance peut varier selon une série de paramètres (prise en compte de certains événements économiques, volatilité du marché, évolution des méthodes d'extraction, diversification des sources disponibles, etc.). Finalement, cette complexité pourrait être le reflet d'une connaissance assez mature des modalités de gestion de cette industrie.

La conservation d'une certaine marge de manœuvre des autorités publiques en matière d'autorisation et de contrôle des activités d'exploitation d'hydrocarbures est perçue, dans certaines juridictions, comme un moyen d'optimiser le prélèvement public de la rente.

2) L'équilibre entre une centralisation des revenus et leur partage avec les communautés touchées

Dans la plupart des juridictions étudiées, les redevances prélevées sur l'exploitation des hydrocarbures sont, en principe, versées dans le budget de la province ou de l'État. Alors qu'en période florissante la juridiction bénéficie de revenus pour son développement, une dégradation de la situation du secteur des hydrocarbures engendre une perte de revenus directe, immédiate, et proportionnelle à l'importance du secteur dans l'économie de la juridiction.

Le Brésil reconnaît un droit constitutionnel des États, municipalités, ainsi que certains organes administratifs de l'Union à une participation aux résultats de l'exploitation des ressources minérales, y compris les hydrocarbures, réalisée sur leur territoire ou dans la mer territoriale, le plateau continental ou la zone économique exclusive, ou à une compensation financière au titre de cette exploitation. Dans le cas où le Québec souhaiterait s'inspirer de cet exemple, la loi semblerait constituer le moyen juridique le plus approprié. Un partage des redevances avec les « communautés touchées » nécessiterait de définir cette notion, de préférence sur la base de critères objectifs en lien avec les nuisances subies pour en favoriser l'acceptation.

3) L'équilibre entre les logiques « indemnitaire » et « redistributive » de partage des redevances avec les communautés touchées

Ce point s'intéresse à la part des redevances qui pourrait être attribuée aux communautés touchées. Les analyses permettent de distinguer une logique « indemnitaire » d'une logique « redistributive ». La première, plus concrète, assigne une fonction de compensation à l'égard des multiples perturbations qu'induit dans un espace géographique déterminé une activité d'exploitation. L'autre logique, plus abstraite, met de l'avant le caractère de « patrimoine commun » de ces ressources et vise une plus large diffusion des avantages financiers découlant de leur exploitation.

Le cas brésilien montre que les municipalités bénéficiaires d'importantes recettes n'en font pas le meilleur usage, qu'elles ne présentent pas une croissance économique supérieure à la moyenne, et que l'indice de développement humain (IDH) de leur population et la qualité de leurs services publics (écoles, hôpitaux, etc.) ne présente pas de progrès évidents par rapport à d'autres régions du pays. De plus, la très forte augmentation des recettes des États et municipalités les plus favorisés par l'exploitation des hydrocarbures a engendré une situation de dépendance budgétaire à l'égard des redevances. La récente chute des prix du pétrole a mis ces entités dans un contexte budgétaire difficile.

Ce phénomène conduit à considérer qu'en cas de mise en place d'un mécanisme de redistribution locale et régionale des redevances, les autorités devraient s'assurer que les collectivités touchées disposent des capacités suffisantes pour en assurer une saine gestion. En vue de limiter la dépendance budgétaire, il semble également que les montants à affecter ne devraient pas présenter un caractère disproportionné par rapport aux besoins des communautés locales et régionales touchées. Par exemple, en Pennsylvanie, les municipalités ou comtés ayant des puits sur leur territoire ne peuvent recevoir de l'Unconventional Gas *Well Fund* une somme excédant de 50 % leur budget de l'année précédente.

4) L'équilibre entre un partage des redevances et des modes alternatifs de compensation

Les communautés touchées peuvent être soutenues par des moyens complémentaires au partage des redevances. Des plans de retombées économiques peuvent accompagner les autorisations de projets d'hydrocarbures et susciter des effets socio-économiques positifs dès les premiers stades de développement. Dans plusieurs juridictions, les municipalités ont la possibilité d'instaurer une taxe liée aux activités d'exploitation d'hydrocarbures. Des ententes peuvent également être conclues par les communautés autochtones avec le gouvernement ou l'industrie pour encadrer les modalités d'indemnisation et de développement d'un territoire.

Ces instruments permettent un partage plus ciblé des revenus avec les communautés touchées, dès le début des activités. Ils peuvent constituer une charge complémentaire pour les exploitants. Cependant, il convient d'insister sur les intérêts qu'ils peuvent aussi leur apporter, parce qu'en favorisant l'adaptation de projets d'investissement aux circonstances locales, ils concourent dans le même temps à renforcer leur acceptation.

5) L'équilibre entre une gestion de court et de long terme

Le partage des redevances peut également s'effectuer dans une perspective de long terme. Cette préoccupation se manifeste, dans plusieurs juridictions, par la création de fonds dans lesquels sont affectés des revenus issus des activités d'exploitation d'hydrocarbures. Ce mécanisme permet la prise en compte de considérations relatives à l'équilibre intergénérationnel.

Les analyses montrent que des garanties peuvent s'avérer nécessaires pour assurer une gestion de ces fonds conforme à leurs objectifs. Ces garanties peuvent concerner l'administration des fonds en protégeant leur gestion des aléas politiques et résulter d'un contrôle démocratique rigoureux. Elles peuvent également porter sur les stratégies d'investissement de ces fonds, par exemple, dans une perspective de diversification de l'économie, ou de limitation de l'augmentation de la demande sur le marché intérieur, laquelle pourrait engendrer une hausse des coûts des biens, des services et de la main-d'œuvre.

INTRODUCTION

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures*, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) : une étude globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une étude propre à l'île d'Anticosti. La réalisation des ÉES se traduit en cinq grands chantiers : environnement, société, économie, transport et aspects techniques. Le chantier économie des ÉES doit couvrir tous les aspects relatifs aux coûts et bénéfices des activités de mise en valeur des hydrocarbures, en ce qui concerne tant l'ensemble du territoire québécois que l'île d'Anticosti spécifiquement. Au final, les travaux du chantier économie doivent permettre de mieux connaître et quantifier les impacts économiques des activités de mise en valeur des hydrocarbures aux niveaux local, régional et national.

La réalisation de cet objectif implique notamment une réflexion en ce qui concerne le mécanisme des redevances associées aux hydrocarbures. En effet, les redevances jouent un rôle majeur dans la répartition de la rente provenant de l'exploitation des hydrocarbures. Cette rente résulte de l'écart entre les profits générés lors de la vente des ressources naturelles et l'ensemble des coûts associés à la mise en marché de ces ressources. La province du Québec étant, en principe, propriétaire des ressources non renouvelables situées dans son sous-sol, un objectif légitime consisterait, pour l'État québécois, à maximiser le captage de cette rente. Cependant, il paraît également légitime qu'une partie de cette rente soit être réservée à l'exploitant afin qu'il puisse bénéficier d'un rendement « normal » sur le capital, compte tenu notamment des risques économiques élevés encourus par l'industrie des hydrocarbures. Dans ce contexte, tout le défi lors du calibrage d'un régime de redevances consiste à trouver à un équilibre dans le partage des revenus tirés de l'exploitation des hydrocarbures entre les entités privées et publiques (mais aussi entre les différentes entités publiques et les diverses collectivités humaines). Et ici, la difficulté de l'exercice tient à ce que l'atteinte d'un tel équilibre est une donnée éminemment relative, qui résulte d'un choix politique susceptible d'être débattu au sein de l'espace public.

Le Québec possède des régimes de redevances distincts pour le pétrole et le gaz naturel. Les redevances sur le pétrole varient entre 5,0 % et 12,5 % de la valeur au puits, et ce pourcentage diffère selon la production moyenne quotidienne d'un puits, pour un mois donné¹. Les redevances sur le gaz sont comprises entre 10,0 % et 12,5 % de la valeur au puits, selon que la production quotidienne excède ou non un seuil fixé². Au cours de ces dernières années, la préoccupation de la population canadienne et québécoise s'est renforcée dans le sens d'un objectif de maximisation de la rente prélevée par l'État. Cette préoccupation a conduit le gouvernement du Québec à annoncer son intention de modifier son régime de

¹ *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, R.L.R.Q., 2009, c. M-13.1, r.1, art. 104.

² *Ibid.*

redevances sur le gaz de schiste, de façon à augmenter le captage de la rente, dans le budget 2011-2012³. Le budget 2012-2013 proposait quant à lui d'instaurer un taux de redevance variant entre 5 % et 40 % selon la productivité du puits⁴. Le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures prévoit plus largement une révision du régime des redevances.

Mais au-delà de la question du prélèvement des redevances, les préoccupations portent aussi de façon croissante sur le partage de celles-ci avec les communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures. En effet, ces communautés sont davantage exposées aux nuisances engendrées par cette industrie. Or, le législateur québécois ne prévoit pas de régime de partage de ces redevances avec les communautés locales et régionales touchées. Cependant, des évolutions politiques se manifestent dans ce sens. Le gouvernement a annoncé, dans le budget 2011-2012, un versement aux municipalités de 100 000 dollars pour chaque puits de gaz de schiste mis en exploitation, selon des modalités restant à définir⁵. Le *Pacte fiscal 2016-2019*⁶, signé le 29 septembre 2015, souhaite permettre aux municipalités, qui sont ses partenaires dans le développement économique des régions, de bénéficier davantage des retombées de l'exploitation des ressources naturelles (incluant les ressources forestières, minières, pétrolières, gazières et les pêcheries), et de profiter de la mise en place sur leur territoire des nouveaux projets d'exploitation des ressources minières, pétrolières et gazières. Le gouvernement majorera l'enveloppe annuelle de la mesure de partage des revenus des redevances sur les ressources naturelles de 10,2 à 25 millions de dollars pour la période de 2016 à 2019⁷. Un premier volet, dont l'enveloppe ne peut excéder 10 millions de dollars, prévoit que des sommes seront allouées pour une durée déterminée aux municipalités accueillant de nouveaux projets d'exploitation des ressources minières, pétrolières et gazières⁸.

La volonté politique de faire bénéficier les communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures d'une partie des revenus tirés de celle-ci est donc manifeste. Le présent accord repose cependant sur une base politique n'offrant pas de garantie quant à la pérennité de cet engagement. Des mesures de cette nature pourraient prochainement prendre une forme législative puisque dans le *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures* de mai 2014, le gouvernement a fait part de son intention de réviser le régime de redevances et le partage des retombées économiques, en faveur

³ Ministère des Finances du Québec, *Budget 2011-2012. Un régime de redevances juste et concurrentiel. Pour une exploitation responsable des gaz de schiste*, Gouvernement du Québec, 2011, en ligne : <<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>>.

⁴ Ministère des Finances du Québec, Communiqué de presse, Budget 2012-2013, communiqué n° 3, *Plus de 4 milliards de dollars en redevances minières au cours des dix prochaines années*, mars 2012.

⁵ *Supra* note 3, Budget 2011-2012, p. 30.

⁶ Gouvernement du Québec, Fédération Québécoise des municipalités, Union des municipalités du Québec, Ville de Montréal, Ville de Québec, *Accord de partenariat avec les municipalités pour le période 2016-2019*, Gouvernement du Québec, 2015, en ligne : <http://www.mamrot.gouv.qc.ca/pub/grands_dossiers/entente_signee_accord_partenariat_municipalites.pdf>.

⁷ *Ibid.*, para. 1.5.

⁸ *Ibid.*

notamment des collectivités locales et autochtones. Une analyse s'avère donc souhaitable afin de préciser les principaux enjeux de cette question et les mécanismes de mise en œuvre.

Objet du rapport

Ce rapport a pour objet de documenter le fonctionnement du partage des redevances associées à la mise en valeur des hydrocarbures avec les communautés locales et régionales touchées, dans des juridictions présentant certaines similarités avec le Québec. Cette recherche implique de s'intéresser aux régimes de redevances applicables au niveau terrestre mais également extracôtier. Cette exigence résulte notamment des procédures engagées par le Québec pour se doter d'un régime juridique relatif à l'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent. Ces procédures ont pour le moment conduit à l'adoption, en mars 2011, de l'*Accord Canada-Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*⁹, et au dépôt du *Projet de loi n° 49 assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*¹⁰.

Dans le cadre de ce rapport, cinq juridictions ont été examinées. Deux d'entre elles sont des juridictions canadiennes (Alberta, Terre-Neuve-et-Labrador). Les trois autres sont des juridictions étrangères (Pennsylvanie, Norvège, Brésil). En dépit de leur éloignement géographique, ces cinq juridictions présentent pour trait commun d'être essentiellement des régions comparables au Québec au niveau géopolitique. On donnera à présent un aperçu de ces juridictions.

Principalement grâce aux sables bitumineux, la province de l'Alberta détient des réserves prouvées de pétrole brut qui se classent au troisième rang mondial, après le Venezuela et l'Arabie saoudite. Au cours de l'exercice 2014, le pétrole et les produits pétroliers équivalents extraits de l'Alberta ont représenté près de 80 % de la production pétrolière canadienne. 20 % des revenus de l'Alberta provenaient directement de l'exploitation des ressources non-renouvelables (8,95 milliards de dollars). La province a développé une expérience dans le calcul des redevances faisant en sorte que les montants payables réagissent aux aléas du marché, tout en permettant de générer pour le gouvernement de l'Alberta des revenus annuels intéressants. En matière de partage des redevances, l'Alberta a institué l'un des premiers fonds souverains alimenté par les revenus de l'exploitation des ressources naturelles non renouvelables, l'*Alberta Heritage Savings Trust Fund*. En outre, cette province permet aux municipalités d'imposer une taxe sur les équipements de forage en vue de compenser l'utilisation de leurs infrastructures.

La province de Terre-Neuve-et-Labrador constitue un autre pôle important de production de pétrole au Canada. Le pétrole provient exclusivement de gisements extracôtiers et leur exploitation a été rendue

⁹ Gouvernement du Canada et gouvernement du Québec, *Accord Canada-Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 24 mars 2011.

¹⁰ Assemblée nationale du Québec, *Projet de loi n° 49 assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 11 juin 2015.

possible grâce à la conclusion, en 1985, d'un *Accord sur la gestion des ressources en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des recettes correspondantes*¹¹ avec le gouvernement fédéral. Dans la mesure où le Québec tend à s'orienter dans une voie similaire, la province pourrait profiter de l'expérience acquise par Terre-Neuve-et-Labrador dans le domaine de l'exploitation extracôtière des hydrocarbures et de la gestion des régimes de redevances. L'obligation pour les entreprises d'élaborer des plans de retombées économiques afin d'assurer que les investissements réalisés profitent en premier lieu aux habitants de Terre-Neuve-et-Labrador constitue également un autre mécanisme dont le Québec pourrait s'inspirer, advenant une exploitation extracôtière dans le golfe du Saint-Laurent. Enfin, le choix d'étudier la province de Terre-Neuve-et-Labrador s'explique par certains facteurs géopolitiques, tels que la contiguïté de cette juridiction avec le Québec, les enjeux à propos du gisement *Old Harry*, ainsi que la centralité des questions liées à l'exploitation des hydrocarbures dans le débat public.

En Pennsylvanie, le système d'attribution des concessions est profondément différent de celui du Canada puisque, aux États-Unis, la propriété est indivisible. Cette indivisibilité permet au propriétaire d'un terrain, qu'il s'agisse de l'État fédéral, d'un État fédéré ou d'un propriétaire privé, de pouvoir disposer des hydrocarbures se trouvant dans son sous-sol. Le propriétaire d'un terrain peut ainsi conclure une entente avec une société afin d'explorer et d'exploiter les gisements sur sa propriété. L'État de Pennsylvanie n'est pour autant pas dépourvu de redevances puisque 13 % du territoire relève de sa propriété. Concernant le partage local et régional des profits, la loi 13 (*Act 13*) de février 2012 a autorisé les municipalités et les comtés à instaurer un *Impact Fee* qui leur permet de taxer chaque puits foré sur le territoire relevant de leur juridiction.

En Norvège, d'importants gisements d'hydrocarbures ont été découverts au large des côtes au début des années 1970. La situation a conduit à l'instauration d'un régime juridique spécifique connu pour les montants élevés de ses niveaux de prélèvements. Pour la seule année 2014, les exportations d'hydrocarbures représentaient 550 milliards de couronnes norvégiennes, soit 46 % des exportations totales du pays. La Norvège occupait également le 3^e rang des exportateurs mondiaux de gaz naturel. Les revenus générés par les hydrocarbures alimentent un fonds dont la valeur, à la fin de l'année 2014, atteignait 6 431 milliards de couronnes norvégiennes (soit environ 1 024 milliards de dollars canadiens). Le mode d'affectation des revenus tirés des hydrocarbures en Norvège permet de soutenir à long terme des programmes sociaux qui profitent aux norvégiens.

Enfin, concernant le Brésil, d'intéressants parallèles peuvent être établis avec le Québec, compte tenu des principes et des techniques sur lesquelles se fonde le droit des redevances pétrolières, gazières et minières. Le Brésil détient une expérience historique dans l'exploitation des hydrocarbures. De plus, la découverte d'importants gisements extracôtiers dans la zone du *Pré-sal* a relancé, au cours des dernières

¹¹ Government of Canada et Government of Newfoundland and Labrador, *The Atlantic Accord – Memorandum of agreement between the Government of Canada and the government of Newfoundland and Labrador on offshore oil and gas resources management and revenue sharing*, 11 février 1985.

années, les débats sur les régimes de redevances. L'une des spécificités du Brésil tient à ce que le partage des montants récoltés par le biais des redevances avec les communautés locales et régionales fait l'objet de dispositions constitutionnelles. À travers les débats et contentieux juridictionnels qui ont cours dans cet État au sujet du partage des redevances, l'analyse du cas brésilien s'avère fort enrichissante pour promouvoir un renouvellement du cadre juridique québécois.

Méthodologie

La méthodologie retenue pour analyser chaque juridiction se base sur le constat qu'il existe un lien étroit entre les mécanismes de prélèvement et de partage des redevances. De fait, le partage des redevances implique au préalable, leur prélèvement. Par conséquent, ces deux questions doivent être étudiées de concert.

Pour guider les travaux et atteindre les objectifs de l'étude, l'analyse de chaque juridiction se fonde sur un plan commun. La première partie réalise une mise en contexte et présente le cadre juridique général dans lequel s'inscrivent l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. La deuxième partie présente le régime juridique des redevances. La troisième partie porte sur le système de partage des redevances. La quatrième partie comprend des remarques conclusives qui visent à mettre en évidence les principales forces et faiblesses de chacun des différents systèmes de partage des redevances. Enfin, on trouvera dans une cinquième et dernière partie les éléments de bibliographie. Ce plan diffère toutefois légèrement dans le cas du Brésil, où la quatrième partie est consacrée au régime des redevances minières dont le fonctionnement offre un point de comparaison intéressant avec le régime en vigueur pour les hydrocarbures.

ALBERTA

1. Contexte et cadre juridique général

L'exploitation des hydrocarbures présents sur le territoire de l'Alberta a commencé au début du vingtième siècle. Ainsi, à compter de 1914, un premier champ a été développé et l'exploitation du gaz naturel augmenta en importance à partir des années 1930. Pour sa part, l'exploitation du pétrole a réellement pris son essor à partir de 1947 et le premier projet de développement de sables bitumineux remonte à 1968¹. De nos jours, alors que la production issue de réservoirs conventionnels est en voie de régression, les efforts se tournent vers l'exploitation d'une plus grande variété de sources d'hydrocarbures. C'est notamment le cas de l'exploitation du gaz, principalement du méthane de houille (*coal-bed methane*), du gaz de shale (communément appelé de schiste) et des hydrocarbures provenant de réservoirs étanches².

À l'instar des autres juridictions étudiées, le secteur des hydrocarbures revêt une grande importance pour l'économie albertaine³. À titre d'illustration, pour l'exercice financier 2014, 20 % des revenus de l'Alberta, soit 8,95 milliards de dollars, provenaient directement de l'exploitation des ressources non-renouvelables. Sur la même période, le pétrole brut et équivalents produits en Alberta ont représenté près de 80 % de la production pétrolière canadienne. En outre, en 2013, plus de 133 000 emplois en Alberta étaient directement reliés aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Ce nombre représente approximativement 7,7 % des emplois dans la province. Au même moment, le secteur de l'énergie représentait environ la moitié du produit intérieur brut (PIB) provincial et des investissements privés, totalisant plus de 62 milliards de dollars.

La province dispose de réserves importantes d'hydrocarbures. Ainsi, principalement grâce aux sables bitumineux, elle se classe au troisième rang mondial après le Venezuela et l'Arabie saoudite en

¹ Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Petroleum Royalty Guidelines - Principles and Procedures*, 2013, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/Oil/pdfs/Petroleum_Royalty_Guidelines.pdf>, à la p 5> ; Joint Economic Development Initiative, *History of Oil and Gas in Alberta*, en ligne : <<http://www.jedialberta.com/DocumentCenter/View/59>> ; Yadullah Hussain, *100 years of Alberta Oil : How an Industry Was Born*, en ligne: <<http://business.financialpost.com/news/energy/100-years-of-alberta-oil-how-an-industry-was-born>> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Energy's History*, en ligne: <http://www.energy.alberta.ca/about_us/1133.asp>.

² Government of Alberta, Alberta Energy, *Unconventional Resources*, en ligne: <<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/3697.asp>> [*Unconventional Resources*].

³ Government of Canada, Alberta, *Alberta Innovation and Technology, Presentation of the Highlights of the Alberta Economy 2015*, en ligne: <http://www.albertacanada.com/files/AlbertaCanada/SP-EH_HighlightsABEEconomyPresentation.pdf> ; Government of Canada, Alberta ; *Oil and Gas*, en ligne : <<http://www.albertacanada.com/business/industries/oil-and-gas.aspx>>; Government of Alberta, Alberta Learning Information Centre, *Mining and Oil and Gas Extraction Industry 2014 Profile*, en ligne: <<http://alis.alberta.ca/pdf/industryprofile/miningoilandgasextraction.pdf>>.

termes de réserves prouvées de pétrole brut et équivalents (représentant 90 % des réserves prouvées du Canada). Selon les estimations, ces réserves seraient approximativement de 170 milliards de barils de pétrole brut et équivalents. Celles-ci pourraient être portées à 300 milliards de barils avec l'utilisation de technologies en cours de développement.

L'Alberta dispose également de près de 35,5 billions de pieds cubes de gaz naturel en réserves prouvées (de sources conventionnelles et de houille), avec un potentiel ultime récupérable estimé (de source conventionnelle seulement) de 233 billions de pieds cubes de plus selon les évaluations existantes. Concernant le gaz naturel de sources non-conventionnelles, il est à souligner que selon l'état actuel des travaux d'évaluation, il y aurait au total 500 billions de pieds cubes de gaz de houille en Alberta. Toute cette quantité ne sera pas récupérable et les travaux d'évaluation ne permettent pas encore de déterminer de chiffres fiables. Quant au gaz de schiste, les travaux d'évaluation sont moins avancés. Cependant, selon une étude de la commission géologique de l'Alberta portant sur 5 des 15 formations de la province, ces 5 formations pourraient contenir 1,291 billions de pieds cubes de gaz, tout en ne spécifiant pas de chiffres quant à la quantité économiquement récupérable de cette source. Il convient de souligner que ces ressources s'avèrent plus difficiles et coûteuses à atteindre et à exploiter.

Le gouvernement de l'Alberta, au-delà des chiffres indiqués au paragraphe précédent, estime actuellement le potentiel du gaz naturel de source conventionnelle et du gaz de houille à 74 billions pieds cubes⁴.

Notons que le Canada se classe au troisième rang mondial parmi les pays producteurs de gaz naturel et le gaz albertain représente 67 % de la production canadienne⁵.

Jusqu'en 1930, les minéraux (dont font partie les hydrocarbures) et les mines du territoire de la province de l'Alberta étaient de compétence fédérale. Celle-ci a été transférée à la province suite à la sanction, le 30 mai 1930, de la *Loi concernant le transfert des ressources naturelles de l'Alberta*⁶. Aujourd'hui, approximativement 81 % des minéraux se retrouvant sous le sol du territoire de la province appartiennent à l'Alberta⁷. La balance est détenue en pleine propriété (*freehold*), en partie, par le gouvernement fédéral, et en partie par des intérêts privés. Notons à cet égard que la société EnCana

⁴ *Supra*, note 3 ; Government of Alberta, Innovation and Advanced Education, *Alberta's Energy Reserves & Supply/Demand Outlook*, en ligne : <<https://www.aer.ca/documents/sts/ST98/ST98-2015.pdf>>.

⁵ *Ibid.*

⁶ S.C. 1930, c. 3. Cette loi approuvait la convention y annexée conclue le 14 décembre 1929. Aux termes de cette convention, l'intérêt de la Couronne dans toutes les terres, ainsi que dans les ressources naturelles et redevances y décrites, dont «toutes les mines, tous les minéraux (précieux et vils) et toutes les redevances en découlant à l'intérieur de la province» doivent, à compter de sa date d'entrée en vigueur (30 mai 1930), et sous réserve des dispositions contraires de ladite convention, appartenir à la province subordonnement à toutes les fiducies existantes à leur égard et à tout intérêt autre que celui de la Couronne dans ces terres, mines, minéraux et redevances, lesquels seront administrés par ladite province.

⁷ Petroleum Royalty Guidelines, *supra* note 1 ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta's Oil and Gas Tenure*, 2009, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/tenure_brochure.pdf>, à la p 2 [Oil and Gas Tenure].

Corporation détient à elle seule approximativement 12 % des hydrocarbures situés dans la partie plus au sud de la province⁸.

D'un point de vue juridique, l'exploration et l'exploitation des minéraux y sont principalement encadrées par le *Mines and Minerals Act*⁹, en place depuis avril 1949¹⁰ et ses règlements d'application¹¹. Ce système prévoit notamment un processus d'octroi des droits d'exploration et d'exploitation et, pour les droits minéraux appartenant à l'Alberta, un régime des redevances, dont celles payables sur l'exploitation des hydrocarbures.

L'étude du régime juridique des redevances implique de présenter le système d'octroi de droits d'exploration et d'exploitation sur les hydrocarbures. Cette analyse sera suivie d'une description du régime des redevances applicables au pétrole et au gaz. Celui-ci ne constitue pas le seul mécanisme par lequel l'Alberta obtient des revenus directs de l'exploitation des hydrocarbures. Ces revenus proviennent également de la taxe sur l'exploitation d'hydrocarbures en pleine propriété entre les mains d'intérêts privés qui sera étudiée dans un troisième temps. Ces résumés décrivent le fonctionnement de ces sources de financement de manière très générale et simplifiée et ne doivent pas être considérés comme exhaustifs ni complets.

2. Régime juridique des redevances

*Système d'octroi de droits d'exploration et d'exploitation*¹²

Le système de droits d'exploration et d'exploitation albertain prévoit l'existence de deux titres dont peuvent être titulaires les exploitants impliqués dans l'industrie : le permis et le bail dont les règles. Quoique similaires, ceux-ci comportent des différences selon qu'il s'agit, d'une part, de gaz naturel ou de pétrole de sources autres que les sables bitumineux ou d'autre part, de sources non-conventionnelles (sables bitumineux). Ce qui suit résume surtout ces règles et leur application aux projets de gaz naturel ou de

⁸ *Freehold Mineral Rights Tax Regulation*, Alta Reg 223/2013 qui, sous différentes formes, est en place depuis 1938 ; Government of l'Alberta, Alberta Energy, *Freehold Mineral Tax*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/908.asp>> ; Freehold Owners Association, *About Freehold Mineral Rights*, en ligne : <<http://www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html>>. ; Oil and Gas Tenure, *supra* note 7 à la p 2 ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Our Business*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness.asp>>.

⁹ *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c. M-17.

¹⁰ SA 1949, c. 66 et avec modifications. Voir aussi : *supra* note 1.

¹¹ Voir : *supra* note 8, art. 33 à 43. Les principaux règlements applicables aux hydrocarbures sont : *Natural Gas Royalty Regulation*, Alta Reg 221/2008 [Natural Gas Royalty Regulation]; *New Well Royalty Regulation*, Alta Reg 32/2011 [New Well Royalty Regulation]; *Oil Sands Royalty Regulation*, 2009; Alta Reg 223/2008 ; *Oil Sands Royalty Regulation*, 1997, Alta Reg 185/1997 [Oil Sands Royalty Regulations]; *Petroleum Royalty Regulation*, 2009, Alta Reg 222/2008 [Petroleum Royalty Regulation].

¹² Government of Alberta, Alberta Energy, *About Tenure*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/tenure.asp>> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *About Oil Sands Tenure*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/1705.asp>> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Rights*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/580.asp>> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/oilsands/oilsands.asp>> ; Oil and Gas Tenure, *supra* note 7 aux pp. 8 à 11.

pétrole de sources autres que les sables bitumineux. Leur attribution peut être faite par le biais de deux mécanismes spécifiques. Ainsi, le ministre de l'Énergie peut procéder par contrat de gré à gré lorsque des circonstances particulières le requièrent ou par appel d'offres. Notons toutefois que la loi permet également au ministre de procéder par le biais d'un autre processus qu'il peut fixer. En pratique, la majorité de ces droits est attribuée par la procédure d'appel d'offres¹³.

Pour sa part, dans le cas du gaz naturel ou de pétrole de sources autres que les sables bitumineux, le permis est conçu dans le but de servir d'entente sur l'exploration à court terme lorsqu'un endroit n'a pas déjà fait l'objet de production. Il peut avoir une durée initiale de 2, 4 ou 5 ans selon la région visée par le permis. Lorsqu'il vise l'exploitation de sables bitumineux, la durée initiale sera fixée à 5 ans, sans distinction quant à la région. Ce titre permet au titulaire de forer et de gagner le droit d'exploiter le pétrole ou le gaz naturel dont il est l'objet. Le titulaire a l'obligation de forer un puits et une fois cette obligation rencontrée, le titulaire pourra sécuriser le permis pour une durée intermédiaire de 5 ans par rapport à son territoire et les unités d'espacement souterrains à son permis. Pour les fins de l'obligation de forer un puits imposée au titulaire, il lui est permis de se regrouper avec d'autres titulaires.

La prolongation de la durée intermédiaire pour une période indéfinie pourra être demandée par le titulaire à la fin de cette durée. Le ministre y consentira s'il est satisfait de la preuve fournie (unité par unité), de la productivité à même le territoire et les unités d'espacement souterraines fournies par le titulaire avec sa demande. Selon la demande du titulaire et la preuve offerte, cette prolongation pourra ne viser qu'une partie du territoire et unités au permis.

En ce qui concerne le bail, celui-ci est conçu pour servir d'entente de développement à plus long terme. Ainsi, un bail est délivré pour une durée initiale minimale de 5 ans dans le cas du gaz naturel ou le pétrole de sources autres que les sables bitumineux ou de 15 ans dans le cas des sables bitumineux. Comme le permis à la fin de sa durée intermédiaire et ni plus ni moins de la même manière, la durée du bail pourra, à l'expiration de sa durée, être prolongée pour une durée indéfinie.

Par la suite, les droits accordés s'éteindront lorsque le titulaire ou le locataire ne pourra plus prouver que ses droits peuvent être commercialement exploités. Ils pourraient également prendre fin par l'abandon ou par le défaut de payer des sommes dues au ministre, par exemple, les redevances et le loyer annuel.

Nous désirons souligner que cette section ne traite pas du système de tenure applicable au droit de propriété de la parcelle de terrain visé par un permis ou un bail. En effet, le droit aux ressources souterraines est, sauf exception, généralement vu comme distinct de ce droit de propriété. Ce faisant, le

¹³ Ainsi, les personnes intéressées ont un délai pour déposer leurs offres par écrit à compter de la date de publication de l'avis d'une vente, lequel avis indique notamment la date à laquelle les offres devront avoir été déposées et celles-ci ouvertes. De façon générale le permis ou le bail sera octroyé à la personne ayant soumis l'offre la plus élevée, qui doit comprendre un montant minimum de 625 dollars pour le frais prescrit de l'octroi, le loyer annuel pour la première année de 3,50 dollars par hectare et un montant de bonification d'un minimum de 2,50 dollars par hectare pour un bail et 1,25 dollar pour un permis.

titulaire de droits sur les ressources en hydrocarbure aura à s'entendre avec le propriétaire afin d'avoir accès et utiliser le territoire visé.

Le régime des redevances applicables aux hydrocarbures

Par le biais de son régime de redevances, le gouvernement albertain vise l'atteinte d'un certain équilibre entre, d'une part, l'encouragement du développement de cette filière et, d'autre part, la perception d'une juste part pour le trésor public. C'est pourquoi le régime propose des règles variées prenant en compte, notamment, le développement technologique, la diversification des sources exploitables et l'encouragement du développement de nouveaux projets.

Ce régime a beaucoup évolué au cours des années. D'un régime simple, avec un taux uniforme sur les recettes (25 % en 1972), il a été plusieurs fois modifié pour tenir compte de certains événements, dont notamment la volatilité du marché, l'évolution des méthodes d'extraction et la diversification des sources disponibles. En outre, les autorités albertaines ont prévu des incitatifs au développement de nouveaux puits et de nouveaux projets, notamment pour prendre en compte la difficulté de leur extraction et l'importance des investissements requis dans les circonstances¹⁴.

¹⁴ Voir : Unconventional Resources, *supra* note 2 ; Gouvernement of Alberta, Alberta Energy, *Energy Economics-Understanding Royalties*, 2010, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/EnergyEconomics.pdf>> à la p 3 [Energy Economics] ; PriceWaterhouseCoopers (PwC), for the Government of Alberta, *Alberta Energy, Alberta's Royalty System - Jurisdictional Comparison*, 2009, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/org/pdfs/royalty_jurisdiction.pdf> à la p 12 ; Jeff Shaughnessy, Jay Lines, Craig Simpson et Brad Wooley, *Alberta Royalty Structure Overview and Challenges for the Future*, 2007, en ligne : <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/ua_2007/AB_Royalty_structure.pdf> ; Gouvernement of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Royalty Review Panel, Our Fair Share: Report of the Alberta Royalty Review Panel*, 2007, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/RoyaltyReviewPanelfinal_report.pdf> à la p 7 ; Jim Roy, Parkland Institute, *Research Fact Sheet - Billions Forgone: The Decline in Alberta Oil and Gas Royalties*, 23 avril 2015, en ligne : <http://parklandinstitute.ca/research/summary/billions_forgone>; Government of Alberta, Alberta Energy, *Canada's New West Partnership, Oil and Gas Fiscal Regimes : Western Canadian Provinces and Territories*, 2011, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf>> [Oil and Gas Fiscal Regimes].

Règles de calcul des redevances

Aux fins du calcul de la redevance mensuelle payable à l'Alberta sur la production de gaz naturel provenant d'un puits¹⁵, la part de l'Alberta dans la production est établie en tenant compte de la quantité d'énergie en gigajoules dans le flux gazier du mois. Le calcul est fait à partir d'un pourcentage déterminé¹⁶ ou suivant des critères variables¹⁷. Un procédé semblable est applicable aux produits de gaz équivalents à ces composantes qui génèrent une redevance mensuelle¹⁸. Toutefois, la part de l'Alberta dans la quantité produite ne peut en aucun cas excéder 36 %¹⁹. En outre, certaines déductions ou réductions peuvent être appliquées au calcul des redevances²⁰. Sous réserve de certaines distinctions, ces règles et calculs s'appliquent aussi au gaz de solution et au gaz de résidu.

Pour le pétrole brut de sources autres que les sables bitumineux récupérés en un mois d'un puits²¹, le calcul du pourcentage de la part de l'Alberta est le résultat de l'addition d'une composante prix²² et d'une composante quantité²³. Ces composantes varieront selon des tranches de profondeur des événements de puits²⁴ et de la quantité de la production²⁵, le pourcentage total de la part de l'Alberta sur le pétrole brut ne pouvant être supérieur à 40 %²⁶. La redevance d'un mois sur le condensat de

¹⁵ *Supra* note 14 ; Government of Alberta, Alberta Energy, *About Royalties*, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/about_us/royalty.asp>.

¹⁶ À titre d'illustration : 30 % pour chacune des composantes propane et butanes et 40 % pour la composante pentanes plus.

¹⁷ Pour chacune des composantes méthane et éthane, le calcul est fait en fonction d'une composante prix, soit sur la base du prix moyen par gigajoules pour le mois, et d'une composante quantité, soit sur la base de la production moyenne en mètres cubes par jour.

¹⁸ Ce sera le cas de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes plus et du soufre. Dans ce dernier cas, la part de l'Alberta est de 16,667 %.

¹⁹ La redevance du mois est alors calculée en multipliant la quantité en mètres cubes (en tonne pour le soufre) de la production mensuelle de gaz naturel ou de produits de gaz que représente le pourcentage applicable de la part de l'Alberta pour le mois par le prix de référence net fixé pour le mois (déduction de certaines allocations également fixées par mois et par mètres cubes, par exemple pour le transport du gaz naturel ou d'un produit de gaz).

²⁰ À titre d'illustration, le calcul dans le cas du soufre se fait par client et le prix de référence est le prix corporatif moyen annuel (par tonne) fixé pour ce client ou le prix annuel par défaut, fixé de la manière prescrite.

²¹ *Supra* note 14. Notamment : Oil and Gas Fiscal Regimes, *supra* note 14 aux pp. 25 à 28. Voir également : *Petroleum Royalty Regulation*, en particulier ses articles 4 à 6 et annexe, articles 2 à 4 ; Government of Alberta, Alberta Energy, *About Royalties*, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/about_us/royalty.asp> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC)*, 2015, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/3435.asp>>.

²² Sur la base du prix moyen par mètre cube à la sortie du puits fixé pour le mois, variable selon qu'il s'agit de pétrole léger, moyen, lourd ou ultralourd.

²³ Sur la base de la quantité moyenne produite par jour en mètres cubes pour le mois.

²⁴ Sur la composante prix.

²⁵ Sur la composante quantité.

²⁶ La redevance sur le pétrole récupéré d'un événement de puits pour un mois est le total de (1) la partie pétrole (huile) brut obtenue de la production mensuelle pétrole que représente la part de l'Alberta, et (2) la redevance sur la partie gaz de solution résultant de ce pétrole calculée de la même manière que celle indiquée ci-dessus pour le gaz naturel. Voir : Pour la partie gaz de solution, voir : *Natural Gas Royalty Regulation*, art. 2 de l'annexe 1. Pour la partie pétrole (huile) brut, voir : *Petroleum Royalty Regulation*, sous-par. 6(1)(a) et annexe, par. 2(1).

champs (*field condensate*)²⁷ est calculée de la même manière, sous réserve de la modification de certains des paramètres applicables.

En outre, certaines mesures incitatives au développement sont en place en Alberta dont celles pour encourager le développement de nouveaux puits de pétrole ou de gaz²⁸. Celles-ci visent le forage de nouveaux puits (comprenant de nouvelles extensions, dont celles latérales). Notons également qu'il existe un ajustement applicable aux redevances sur le gaz naturel produit à même de nouveaux événements de puits à plus de 2 000 mètres de profondeur²⁹.

Les redevances sur le pétrole provenant de sources non-conventionnelles, telles que les sables bitumineux³⁰ ou tout produit de sables³¹ d'un projet qui a été approuvé de la manière prescrite se calculent différemment. Deux séries de taux seront applicables. Tout d'abord, un premier taux est applicable jusqu'au moment où l'exploitant aura récupéré des coûts admissibles prescrits. Celui-ci variera entre 1 % et 9 % applicables sur les revenus bruts générés par la production. Ce premier calcul vise à reconnaître le coût plus élevé du développement de tels projets. Ensuite, lorsque les coûts admissibles auront été récupérés, la part prélevée par les autorités albertaines variera entre 1 % et 9 % des revenus bruts et entre 25 % et 40 % des revenus nets du projet. Concrètement, les redevances équivaldront au plus élevé entre, d'une part, la multiplication du pourcentage applicable (entre 1 % à 9 %) par les revenus bruts du projet et, d'autre part, la multiplication entre le pourcentage applicable (entre 25 % et 40 %) par les revenus nets du projet.

Notons que le prix du marché par baril de pétrole, fixé par le *West Texas Intermediate* est utilisé pour calculer les pourcentages applicables aux revenus bruts et aux revenus nets. Ainsi, au minimum, si le prix est fixé à moins de 55 dollars par baril de pétrole, le pourcentage des revenus bruts sera de 1 % et le pourcentage des revenus nets sera de 25 %, tandis que, au maximum, si ce prix est de 120 dollars ou plus, le pourcentage des revenus bruts sera de 9 % et le pourcentage des revenus nets sera de 40 %.

De façon générale, les redevances sur la production des hydrocarbures sont calculées et payées sur une base mensuelle. En principe, celles-ci peuvent être perçues en nature ou en argent. Ainsi, les redevances sur le gaz naturel et les produits de gaz sont payées en argent tandis que celles sur le pétrole brut de sources autres que les sables bitumineux sont payées en nature et celles sur la production de projets de sables bitumineux sont payées, en principe, en argent. En ce dernier cas, le gouvernement de l'Alberta a récemment développé un programme, visant notamment l'encouragement de la production de

²⁷ Oil and Gas Fiscal Regimes, *supra* note 14 à la p 25; *Natural Gas Royalty Regulation*, sous-par. 1(1)(s) et par. 5(7), 8(6) et 8(7) ; *Petroleum Royalty Regulation*, art. 6.

²⁸ *New Well Royalty Regulation*, art. 2, 3, 5, 6 et 7 et annexes; *Petroleum Royalty Regulation*, art. 6.1; Oil and Gas Fiscal Regimes, *supra* note 14 aux pp. 22 et 26. Pour incitatifs à l'innovation voir : Government of Alberta News Release, *Alberta stimulates new energy investment, new technologies*, 27 mai 2010, en ligne : <<http://alberta.ca/release.cfm?xID=28441DB838B27-0336-BB5C-D5EDFEDE158ED1F6>>.

²⁹ *Natural Gas Deep Drilling Regulation*, 2010, Alta Reg 198/2010, notamment les art. 2 à 4 et annexe. À noter que le *Natural Gas Deep Drilling Regulation*, Alta. Reg. 224/2008 contient des règles pour des nouveaux puits à des profondeurs au-delà de 2 500 mètres et plus qui avaient été forés ou approfondis le ou après le 15 octobre 2007 et le ou avant le 30 avril 2010. Voir également : Government of Alberta, Alberta Energy, *Frequently Asked Questions*, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/About_Us/1856.asp>.

³⁰ *Oil Sands Royalty Regulations* ; Oil and Gas Fiscal Regimes, *supra* note 14 aux pp. 29 à 31 ; Gouvernement of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Royalty Rates*, 2011, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/pdfs/OScurveRate.pdf>> à la p 1 ; Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Royalties Guidelines*, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/OilSands/pdfs/Royalty_Guidelines.pdf>.

³¹ Il s'agit notamment du pétrole synthétique en résultant.

pétrole brut synthétique à même le bitume extrait de projets de sables bitumineux par des opérations de valorisation en Alberta, dont l'une des caractéristiques est qu'en certains cas, le paiement des redevances se ferait en nature (le bitume). L'implantation de ce programme a été confiée à la Commission de mise en marché du pétrole de l'Alberta (*Petroleum Marketing Commission*), déjà responsable de la mise en marché et la vente du pétrole brut de sources autres que les sables bitumineux (voir la Section 3 ci-dessous).

Notons que suite aux récentes élections provinciales en Alberta (2015), le nouveau gouvernement formé par le Nouveau Parti démocratique provincial a annoncé et amorcé un processus de révision du régime, avec un objectif avoué que le peuple albertain reçoive sa « juste part » des revenus provenant de l'exploitation des hydrocarbures³². Bien que les intentions de ce gouvernement soient connues, il y a présentement une certaine incertitude quant à savoir quels seront les changements apportés. Notons toutefois que le ministre de l'Énergie a récemment annoncé qu'en raison de la conjoncture économique et du marché des hydrocarbures, les taux applicables au calcul des redevances demeureront inchangés jusqu'à la fin 2016³³.

*La taxe sur l'exploitation des hydrocarbures concernant les droits en pleine propriété (freehold)*³⁴

Approximativement 19 % des hydrocarbures du territoire de la province n'appartiennent pas à l'Alberta et donc ne sont pas sujets au système de redevances. Toutefois, le gouvernement de l'Alberta a mis en place une taxe (*Freehold Mineral Rights Tax*) applicable à l'exploitation de ces hydrocarbures lorsqu'ils appartiennent à des sociétés ou des individus en pleine propriété (*freehold*), avec pour objectif de générer certains revenus provenant de leur exploitation. Cette taxe est calculée et imposée sur les revenus annuels provenant de ces exploitations. Le taux de cette taxe varie selon certains facteurs, tels que des tranches de revenus et certaines déductions et exonérations établies par la loi. En moyenne, le taux applicable à ces revenus est de 4 %.

Les revenus découlant de cette taxe sont comptabilisés par le gouvernement, pour ses fins budgétaires et d'états financiers, sous la rubrique « autres taxes ». À titre d'illustration, ceux-ci ont

³² Alberta's NDP, *Leadership for What Matters*, 2015, en ligne : <http://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/themes/5538f80701925b5033000001/attachments/original/1431112969/Alberta_NDP_Platform_2015.pdf?1431112969> à la p 6.

³³ Ted Morton, The Manning Center, *A Risk Analysis of the Alberta NDP's Energy Policies : Death by a Thousand Cuts?*, 2015, en ligne : <<http://manningcentre.ca/wp-content/uploads/2015/08/NDP-Energy-Risk-Analysis-FINAL.pdf>> aux pp. 4 et 5 ; Canadian Business, *Alberta Government to Flesh Out the Details of the Royalty Review Panel*, en ligne : <<http://www.canadianbusiness.com/business-news/alberta-government-to-flesh-out-details-of-royalty-review-panel>> ; The Globe and Mail, Lauren Krugel, 30 juin 2015, *NDP- involvement in Alberta oil and gas will be a delicate business*, en ligne : <<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/ndp-involvement-in-alberta-oil-and-gas-will-be-a-delicate-business/article25207595>>.

³⁴ *Freehold Mineral Rights Tax Regulation*, Alta Reg 223/2013 qui, sous différentes formes, est en place depuis 1938 ; Government of l'Alberta, Alberta Energy, *Freehold Mineral Tax*, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/908.asp>> ; Freehold Owners Association, *About Freehold Mineral Rights*, en ligne : [http : <http://www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html>](http://www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html). Pour les revenus générés par cette taxe, voir : Oil and Gas Tenure, *supra* note 7 à p 2.

représenté 172 millions de dollars lors de l'exercice 2014 (146 millions de dollars pour l'exercice financier annuel 2013, terminé le 31 mars 2014).

3. Partage des redevances

Aucun instrument juridique n'a spécifiquement pour objet d'assurer, en tout ou en partie, un partage des revenus provenant de l'exploitation de ses ressources naturelles non-renouvelables (les « revenus ressources ») avec les communautés locales ou régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures. De manière générale, les revenus ressources sont versés au trésor de l'Alberta et comptabilisés sous la rubrique des revenus généraux. Ils sont alors employés par le gouvernement pour l'ensemble de ses besoins budgétaires³⁵. L'utilisation de ces revenus ne peut donc être précisément retracée. Cependant, le budget provincial a assurément profité aux communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures.

De manière générale, ces revenus ont grandement aidé à maintenir un régime de taxation provincial assez avantageux pour les albertains et à contrôler son niveau d'endettement³⁶. Ensuite, le gouvernement de l'Alberta, grâce à ses revenus généraux, a investi considérablement, au cours des années, dans des infrastructures un peu partout dans la province afin de répondre à la croissance démographique de certaines municipalités locales et en région. Cette croissance ayant eu lieu, pour une part importante, dans les régions où s'est implantée l'industrie pétrolière et gazière, ces dernières ont par conséquent grandement bénéficié de ces soutiens³⁷. Enfin, le budget de la province a contribué au développement régional en soutenant plusieurs initiatives destinées aux entrepreneurs et petites entreprises. La province a notamment encouragé des alliances pour le développement économique régional (*Regional Economic Development Alliances*), qui sont des organismes autonomes sans but lucratif constitués par des membres de communautés locales et des acteurs régionaux pour encourager le développement des affaires et la prospérité dans un territoire géographique défini. La collaboration et l'aide de la province ont permis à ces alliances de réaliser des projets qu'elles n'auraient pas pu mener seules³⁸.

Bien que les revenus ressources soient en principe destinés au budget général, une partie de ceux-ci est affectée à des fins spécifiques. Au cours de l'exercice financier annuel de 1976-1977, le gouvernement a créé l'*Alberta Heritage Savings Trust Fund* (le « Fonds héritage »)³⁹. Celui-ci a pour mission d'assurer

³⁵ *Supra* note 3.

³⁶ *Unconventional Resources*, *supra* note 2.

³⁷ *Supra* note 3 ; Government of Alberta, Annual Report 2014-2015, en ligne : <http://www.finance.alberta.ca/publications/annual_repts/govt/ganrep15/goa-2014-15-annual-report-complete.pdf>.

³⁸ Alberta Innovation and Advanced Education, *Regional Economic Development*, en ligne <<http://eae.alberta.ca/economic-development/regional-development.aspx>> ; Government of Alberta, Innovation and Advanced Education, *Regional Economic Development Alliances (REDAs)*, en ligne : <<http://eae.alberta.ca/economic-development/regional-development/redas.aspx>>.

³⁹ Pour tout ce qui concerne le Fonds Héritage : Government of Alberta, *Alberta Treasury Board and Finance, Heritage Fund*, en ligne : <<http://www.finance.alberta.ca/business/ahstf>> ; Government of Alberta, *Alberta Treasury Board and*

une gestion prudente des économies de ressources non renouvelables de l'Alberta en leur offrant les meilleurs rendements financiers pour les générations actuelles et futures des albertains⁴⁰. Alors que cet instrument est d'abord perçu comme un fonds d'épargne pour les générations futures, il a également contribué à renforcer et diversifier l'économie de la province et à améliorer la qualité de vie des albertains.

A l'origine, 30 % des revenus ressources au cours de chaque exercice financier annuel de l'Alberta, à compter de celui se terminant le 31 mars 1977, devaient être versés dans ce fonds. Le versement initial pour le premier exercice financier concerné (30 % des revenus ressources de cet exercice) fut de 620 millions de dollars, qui s'ajoutaient à une contribution de 1,5 milliard de dollars versée par le gouvernement, à même ses revenus généraux. Les versements annuels du gouvernement au fonds à même les revenus ressources annuels ont cependant cessé à compter de 1987. Par la suite, sauf occasionnellement, lorsque des surplus à la fin d'un exercice financier annuel le permettaient, aucune autre contribution en provenance du gouvernement n'a été réalisée.

De plus, à travers les années, des montants provenant du Fonds héritage ont servi pour diverses fins, dans le contexte général de ses objectifs et selon certaines priorités du moment. Les remises aux revenus généraux à même le Fonds héritage ont ainsi grandement contribué à la réduction de la dette de l'Alberta et la réduction du fardeau fiscal des albertains. Depuis sa création jusqu'à la date de la fin de son exercice 2014 (31 mars 2015), ces contributions au trésor de l'Alberta à même les remises du Fonds héritage ont totalisé approximativement 36,5 milliards de dollars, tout en ayant à la même date, une juste valeur d'approximativement 17,9 milliards de dollars (à titre de comparaison, la juste valeur en 1985 oscillait autour de 14 milliards de dollars).

Des sommes versées au trésor du gouvernement à même le Fonds héritage ont été utilisées en faveur de programmes publics jugés prioritaires, en vue notamment de maintenir, d'augmenter ou d'améliorer des services à la population tels des systèmes de santé et d'éducation. Les montants ainsi versés ont servi au financement d'une multitude de projets ou programmes, par exemple :

- l'amélioration d'infrastructures, dont le réseau routier de la province, l'amélioration ou l'aménagement de parcs, le maintien des forêts publiques, l'amélioration ou la construction de bibliothèques;
- des remises à des fonds de dotation, notamment, pour la recherche médicale et pour d'autres fins et à d'autres fonds (bourses d'études, recherche sur le cancer, la famille et l'abus de substances);
- la construction ou l'amélioration de diverses installations dans le domaine de la santé et des services sociaux;

Finance, Heritage Fund 2014-2015 Annual Report, en ligne : <<http://www.finance.alberta.ca/business/ahstf/annual-reports/2015/Heritage-Fund-2014-15-Annual-Report.pdf>>.

⁴⁰ *Alberta Heritage Emissions Management Act*, SA 2000, c. A-23, préambule.

- l'amélioration de pépinières pour la reforestation;
- des projets en lien avec la diversification de l'économie, allant de la recherche en matière d'énergie renouvelable à la construction et l'aménagement d'un club de golf.

En vue de pourvoir aux besoins des générations futures par davantage d'épargne, et dans la perspective qu'un jour, l'importance de la filière pétrolière et gazière pourrait diminuer, le gouvernement a adopté, en 2013, une loi spécifique⁴¹. D'une part, celle-ci dispose que la totalité des revenus nets annuels du Fonds héritage devront y rester, dès l'exercice financier annuel se terminant le 31 mars 2017⁴². D'autre part, elle prévoit qu'à compter de l'exercice financier se terminant le 31 mars 2016, une partie des revenus ressources de chaque exercice financier annuel devra être versée à un ou plusieurs de ces fonds :

(a) Le Fonds héritage;

(b) l'*Alberta Heritage Science and Engineering Research Endowment Fund* (fonds de dotation pour la recherche scientifique et d'ingénierie);

(c) l'*Alberta Heritage Foundation for Medical Research Endowment Fund* (fonds de dotation pour la recherche médicale);

(d) l'*Alberta Heritage Scholarship Fund* (fonds pour des bourses d'études).

(les « Fonds »)

Les sommes à verser correspondent à un montant total égal à 5 % des premiers 10 milliards de dollars des revenus ressources, 25 % des 5 milliards de dollars suivants et 50 % de la balance de chaque exercice financier annuel. La loi encourage donc un partage des revenus ressources en faveur des générations futures.

Cependant, cette loi a également institué un fonds de prévoyance distinct⁴³. Celui-ci doit permettre au gouvernement d'avoir accès à une source de financement pour pallier le manque à gagner d'un exercice au cours duquel ses dépenses d'opérations seraient plus élevées que ses revenus d'opérations. Ce manque à gagner pourrait découler du fait que les revenus ressources, d'un exercice financier annuel à l'autre, pourraient être substantiellement limités par des fluctuations du marché des hydrocarbures et des coûts de projets en augmentation. Or, les versements à ce fonds ont priorité sur ceux prévus aux Fonds et ce, tant qu'au moins 5 milliards de dollars ne seront pas alloués au fonds de prévoyance à la fin d'un exercice financier. Or, cet objectif pourrait être difficile atteindre dans les conditions du secteur des hydrocarbures du moment.

⁴¹ *Fiscal Management Act*, SA 2013, c. F-14.5 [Fiscal Management Act].

⁴² Ce principe s'applique également pour une partie prescrite des revenus générés de l'exercice 2014 et de ceux de l'exercice financier annuel présentement en cours.

⁴³ *Fiscal Management Act*, par. 5(4).

L'institution de fonds ne constitue pas l'unique moyen de valoriser les revenus ressources issus des hydrocarbures. Un partage peut également être réalisé à partir des hydrocarbures versés à la province au titre des redevances en nature. La société d'État en place depuis 1974, l'APMC (voir la Section 2), a notamment la responsabilité de mettre en marché et vendre le pétrole brut conservé par l'Alberta en guise de redevances en nature (pétrole de source conventionnelle), ce pétrole conservé étant d'approximativement 70,000 barils par jour. Depuis 2012, le mandat de l'APMC a été étendu pour comprendre l'aide au développement de nouveaux marchés en énergie et des infrastructures de transport, en plus de la gestion de l'implantation du programme BRIK (voir la Section 2 ci-dessus) pour le bitume issu de certains projets de sables bitumineux⁴⁴.

Ainsi, en se servant de sa part dans la production pétrolière albertaine, l'APMC travaille avec l'industrie et le personnel de certains ministères pour améliorer l'accès aux marchés du pétrole brut et du bitume albertain. Elle étudie de nouvelles façons de développer l'accès aux ressources en énergie de l'Alberta vers les marchés du Canada, des États-Unis et ailleurs au monde, que ce soit par voie de pipeline, de rails ou de navires. Elle promeut également des activités en matière d'hydrocarbures à l'intérieur de la province⁴⁵. Par exemple, l'APMC vend son pétrole brut en collaboration avec des exploitants de 5 000 installations pétrolières et 180 pipelines. Dans le cadre d'un arrangement commercial, elle appuie une utilisation éventuelle du projet de pipeline Énergie Est, pour transporter le pétrole brut, sous sa responsabilité, notamment vers des raffineries à l'est du Manitoba en vue entre autre de développer des marchés à l'international. L'APMC apporte également son soutien au projet de la raffinerie Sturgeon visant à produire du diesel à partir du bitume, dont le coût total est estimé à 8,5 milliards de dollars. À défaut d'affecter directement les redevances issues de l'exploitation des hydrocarbures aux communautés locales touchées, l'Alberta a donc développé plusieurs mécanismes afin qu'elles puissent contribuer indirectement à celles-ci.

Les systèmes de taxation municipale de l'Alberta s'appliquent aux activités d'exploitation des hydrocarbures et profitent donc aux municipalités de la province, qu'il s'agisse des taxes foncières municipales, des taxes de services et autres taxes et impositions spéciales. Le pouvoir de taxer des équipements de forage de puits de pétrole et de gaz naturel, en place depuis 1948, est à souligner comme étant présentement applicable spécifiquement à l'industrie. Les municipalités peuvent instituer l'imposition

⁴⁴ Government of Alberta, Alberta Energy, *BRIK*, en ligne : Alberta Energy <<http://www.energy.alberta.ca/AboutUS/aboutRoyalties/aboutBRIK>>; Legislative Assembly of Alberta's Standing Committee on Alberta's Economic Future, *Review of the BRIK Royalty In Kind Program*, May 2013, en ligne : <http://www.alberetaenergyplus.ca/contentuploads/2013/05/AEF-report-BRIK-webversion> ; Government of Alberta, Alberta Energy, *APMC Bulletin Simplified BRIK Implementation*, en ligne : [http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/natural gas/ legislation guidelines and policies/ APMC Information Bulletins/Simplified BRIK Implementation/](http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/natural%20gas/legislationguidelinesandpolicies/APMCInformationBulletins/SimplifiedBRIKImplementation/); Industrial Heartland, *Bitumen Royalty In Kind*, en ligne : [http://industrialheartland.com/index.php?option_content&task=view7id=0/Bitumen Royalty in Kind/](http://industrialheartland.com/index.php?option_content&task=view7id=0/BitumenRoyaltyinKind/); Alberta Oil Magazine, *The Sturgeon Refinery and the High Cost of Value-Added*, 18 novembre 2014, en ligne [http://www.albertaoilmagazine.com/the Sturgeon refinery and the high cost of value-added/](http://www.albertaoilmagazine.com/theSturgeonrefineryandthehighcostofvalue-added/); *Supra*, voir dernière référence à 17.

⁴⁵ *Ibid.*

d'une telle taxe sur les équipements de forage pour lequel un permis est requis⁴⁶. La taxe est imposée une seule fois par rapport à un puits dans l'année au cours de laquelle le puits est foré et doit être payée par la personne qui détient le permis. Cette taxe sert à compenser la municipalité pour les coûts de réparation et de maintenance dus aux dommages causés aux chemins de la municipalité lorsque de tels chemins n'ont pas été conçus ni construits pour soutenir le trafic lourd que représente le passage de tels équipements. Les taux de cette taxe sont adoptés par le gouvernement de l'Alberta (actuellement fixés pour la période 2015 à 2019 inclusivement), en fonction de la profondeur d'un puits. Ainsi, pour 2015, les taux varient entre, pour un puits d'une profondeur inférieure à 900 mètres, 0,44 dollars par mètre, avec un minimum de 290 dollars et, pour un puits de plus de 4 800 mètres de profondeur, 38 000 dollars, plus 26,11 dollars le mètre, au-delà de 4 800 mètres.

Un programme pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre est en place pour les grands émetteurs de l'Alberta qui doivent acheter des crédits ou verser des sommes dans le fonds de gestion des changements climatiques et des émissions (*Alberta Climate Change and Emissions Management Fund*)⁴⁷. Or, un bon nombre des exploitants d'hydrocarbures actifs en Alberta est assujéti à ce mécanisme.

Enfin, les communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures peuvent tirer avantage de cette industrie sous la forme de retombées socio-économiques se traduisant de diverses manières.

Tout d'abord, elles peuvent être induites par l'activité même de l'industrie des hydrocarbures. Les investissements pétroliers et gaziers ont grandement contribué à la croissance économique de municipalités où sont situées des installations d'hydrocarbures. Par exemple, Fort McMurray et la région l'entourant ont connu, pendant plusieurs années, une croissance économique importante en raison de l'exploitation des projets de sables bitumineux, se traduisant par une augmentation de la population, une diminution du taux de chômage, une hausse des revenus des ménages, un accroissement de la valeur des propriétés et une augmentation des revenus de la municipalité (600 millions de dollars, dont plus de 90 % provenant d'activités pétrolières et gazières). Évidemment, le revers de cette médaille est que ces bénéfices peuvent fluctuer selon le marché et la volatilité des prix des hydrocarbures⁴⁸.

⁴⁶ Well Drilling Equipment Tax Rate Regulation, Alta Reg 218/2014 ; Municipal Government Act, RSA 2000, M-26, div. 6 de la partie 10 ; Well Drilling Equipment Tax Stakeholder Consultation Report, 2013 en ligne : <http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/as/Well_Drilling_Equipment_Tax_Stakeholder_Consultation_Report_June_2013.pdf> ; Guide to Property Assessment and Taxation in Alberta, en ligne : <http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/as/AB_GuidePtyAssmt_finrev.pdf> à la p 37 ; Government of Alberta, Municipal Affairs, Alberta Municipal Affairs 2014-2015 Annual Report, en ligne : <<http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/2014-2015-Municipal-Affairs-Annual-Report.pdf>>.

⁴⁷ *Climate Change and Emissions Management Act*, SA 2003, c. C-16.7.

⁴⁸ Marty Klinkenberg, Edmonton Journal, 15 mars 2015, *Fort McMurray's boom falters: Pause in growth met with trepidation by some and relief by others*, en ligne : <<http://www.edmontonjournal.com/Fort+McMurray+boom+falters+Pause+growth+with+trepidation+some+relief+others/10888206/story.html>> ; Government of Alberta, *Fiscal Plan Budget 2015*, en ligne : <<http://finance.alberta.ca/publications/budget/budget2015/fiscal-plan-complete.pdf>>.

Ensuite, les retombées socio-économiques peuvent résulter d'ententes. Celles-ci peuvent être conclues entre le gouvernement de l'Alberta et les instances qui représentent des communautés autochtones ou Métis. Dans ce domaine, une entente de cogestion est intervenue entre le gouvernement et le Conseil général des territoires reconnus aux communautés Métis de l'Alberta (*General Council of Metis Settlements*) (« MSGC ») concernant notamment les règles applicables à l'exploitation du pétrole et du gaz naturel à même ces territoires et le rôle des communautés Métis dans le développement des ressources pétrolières et gazières des territoires, amendée le 16 mai 2013⁴⁹. Cette entente concerne des communautés situées dans les parties nord et est-centre de l'Alberta qui couvrent une superficie d'un peu plus de 500 000 hectares. Tout en reconnaissant la propriété de l'Alberta sur les mines et minéraux des territoires concernés, elle contient entre autre des dispositions permettant à une communauté Métis de négocier une participation au capital dans tout projet de pétrole ou de gaz naturel situé sur les territoires reconnus, sans condition de plafond quant à cette participation. Elle prévoit également le droit d'exiger que les trois soumissionnaires proposant les offres les plus élevées dans le cadre du processus d'octroi de permis ou de bail soumettent des propositions concernant l'emploi local, la formation, l'amélioration des infrastructures, et tous types d'enjeux locaux et/ou régionaux, à l'égard d'une ou l'autre des huit communautés Métis pouvant être concernée. Ces propositions sont alors soumises au conseil de cette ou ces communautés comme partie du processus d'octroi de droits pour un projet sur les territoires concernés. Parmi les arrangements convenus entre le gouvernement et le MSGC, peut aussi être mentionné celui mis en place pour une période de 10 ans à compter de 2013 et prévoyant des engagements financiers du gouvernement de l'Alberta (85 millions de dollars) et du MSGC (25 millions de dollars) pour les fins de certaines initiatives au bénéfice de ces communautés.

Des accords peuvent également être conclus entre l'industrie et des communautés autochtones. On observe un intérêt grandissant à répondre aux demandes de ces communautés pour des ententes de type répercussions et avantages ou de collaborations (*impacts and benefits*). Dans ce type de conventions, en plus de pouvoir s'entendre sur des enjeux tels les activités traditionnelles, l'environnement et la culture, les parties peuvent s'accorder sur différents sujets comme les opportunités d'emploi et de formation des membres des communautés, les opportunités d'affaires, l'amélioration des infrastructures et la compensation monétaire. Ce type d'entente n'est pas nécessairement systématique et repose sur des initiatives essentiellement privées, au cas par cas, auxquelles le gouvernement n'est pas partie, et dont les termes, en tout ou en partie, peuvent être confidentiels⁵⁰.

⁴⁹ Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *Alberta-Metis Settlements Accord*, en ligne : <<http://www.aboriginal.alberta.ca/Metis-Settlements.cfm>> ; Canadian Energy, *Alberta Métis Granted Greater Authority for Resource Development in Settlement Areas*, en ligne : <<http://www.aboriginal.alberta.ca/documents/MetisSettlementProfile.pdf>> ; Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *Alberta-Metis Relations*, en ligne : <<http://www.aboriginal.alberta.ca/Metis-Relations.cfm>>.

⁵⁰ Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *Strengthening Relationships, the Government of Alberta's Policy Guidelines Framework*, en ligne : <http://www.aboriginal.alberta.ca/documents/final_strengthrelations.pdf> ; Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *First Nations Relations*, en ligne : <<http://www.aboriginal.alberta.ca>> ; University of Alberta, *Canada's and Europe's Northern Dimension Conference, Energy Development and Aboriginal*

4. Conclusions

Le régime des redevances applicable à l'exploitation des hydrocarbures en Alberta comporte son lot de complexités et de distinctions selon la ressource, sa source et la méthode d'extraction. Malgré le fait qu'une certaine connaissance liée au régime des redevances et au système d'octroi des droits d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures soit nécessaire pour une bonne compréhension des opérations, il reste que pour des personnes œuvrant dans ce domaine les règles sont considérées lisibles. De plus, beaucoup d'information est disponible sur le site du gouvernement de l'Alberta, dont le ministère de l'Énergie, permettant avec un certain effort de lecture, de saisir l'ensemble des paramètres. Les règles sont transparentes et, de façon générale, présentent un haut degré de prévisibilité. Ainsi, un promoteur est un principe en mesure de calculer approximativement les redevances auxquelles il est soumis et de moduler ses opérations de production selon les besoins du marché, le prix de la ressource qu'il désire exploiter et ses fluctuations. De façon générale il peut également être dit que l'encadrement est stable et appliqué équitablement par type d'exploitation.

On peut ensuite souligner que les paramètres applicables aux calculs des redevances font en sorte que les montants payables réagissent aux aléas du marché, tout en permettant de générer des revenus annuels intéressants pour le gouvernement. Les incitatifs applicables au calcul des redevances, notamment par le biais d'ajustements de taux, de déductions, de réductions et le soutien au développement de nouvelles techniques et projets témoignent d'une préoccupation de la province à s'assurer de la viabilité de cette industrie à plus long terme. Ils montrent également l'importance que celle-ci accorde à une plus grande productivité de ses ressources et au développement d'opportunités d'emploi et d'affaires des entreprises œuvrant sur son territoire. Cette situation est certainement le reflet d'une industrie somme toute assez mature et dont les efforts se concentrent de plus en plus vers l'exploitation des sables bitumineux et des réservoirs plus difficiles et coûteux à exploiter.

Concernant le partage local et régional des redevances de la filière hydrocarbure, les gouvernements successifs n'ont pas cru bon de mettre en place un système dans ce sens. Le choix d'affecter une grande partie de ces revenus dans le budget général de la province conduit à les confondre avec des revenus d'autres sources. Cette situation ne permet donc pas de déceler facilement à quoi servent ces revenus et dans quelle proportion ils sont redistribués aux communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures.

Rights in Northern Canada, Mark Nutall, en ligne : <<http://www.cci.ualberta.ca/Conferences%20and%20Events/CanadasandEuropesNorthernDimen/-/media/cci/Documents/PagesfromCanadasandEuropesNorthernDimensionsEnergy.pdf>> ; CBC News, Athabaska Chipewyan First Nation Makes the Best of Oil Money, April 2 2014, by Angela Sheritt, en ligne : <<http://www.cbc.ca/news/aboriginal/athabaska-chipewyan-first-nation-makes-the-best-of-oil-money-1.2579126>> ; Laura White et Jerry P. White, « Developing Oil & Gas Resources On or Near Indigenous Bands in Canada: an Overview of Laws, Treaties, Regulations and Agreements », (2012) 3-2 *The International Indigenous Policy Journal*, art. 5, à la p 10, en ligne : <<http://ir.lib.uwo.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1089&context=iipj>>.

Grâce à ces montants, la province a pu encourager rapidement le développement économique régional mais également contribuer à la réduction de la dette de l'Alberta et la réduction du fardeau fiscal des albertains. Ce système s'est donc avéré profitable pendant plusieurs années. Le revers de celui-ci tient à la dépendance qu'il engendre aux revenus tirés des hydrocarbures. Les fluctuations du marché des hydrocarbures sont ainsi répercutées sur le budget de la province proportionnellement à l'importance de cette industrie dans l'économie nationale.

Les revenus ressources ne sont pas exclusivement destinés au budget provincial. Une partie de ceux-ci devrait être affectée à une série de fonds destinés à des besoins d'intérêt public et à destination des générations futures. Cependant, les versements aux Fonds héritage ont quasiment cessé à compter de 1987. De plus, des montants provenant du Fonds héritage ont servi à diverses fins, selon certaines priorités du moment. La loi de 2013 vise à limiter les dépenses de court terme du Fonds et à accroître son financement même si la priorité accordée à un fonds de prévoyance distinct en réduit la portée dans l'immédiat.

Le cas albertain montre également la possibilité d'utiliser les redevances en nature versées à la province à des fins de développement économique.

Par ailleurs, l'Alberta dispose de plusieurs mécanismes qui, bien que ne relevant pas directement des redevances issues de l'exploitation des hydrocarbures, sont liés à cette industrie. Il s'agit d'une part de la taxe municipale sur les équipements de forage de puits, et d'autre part de financements affectés au fonds de gestion des changements climatiques et des émissions de l'Alberta, financé par le programme pour la réduction des gaz à effet de serre auquel participent de nombreux exploitants d'hydrocarbures.

Enfin, les communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures peuvent tirer avantage de cette industrie par les retombées socio-économiques qu'elle engendre. Tout d'abord, ces retombées peuvent être induites par l'activité même de cette industrie. Ensuite, celles-ci peuvent résulter d'ententes. Elles peuvent être conclues entre le pouvoir central et des représentants des communautés autochtones, ainsi qu'entre l'industrie et des communautés autochtones.

Au final, l'analyse de la juridiction albertaine montre que les communautés locales et régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures peuvent disposer de soutiens économiques sans partage direct des redevances perçues au titre de ces activités. Elle enseigne également la possibilité de recourir à une diversité de mécanismes pour compenser les nuisances engendrées localement par cette industrie. Leur étude conduit à remarquer que ces différents mécanismes ne produisent pas les mêmes effets. Les choix retenus présentent l'intérêt de conférer des effets immédiats auprès des populations mais engendrent également une dépendance de l'économie à ce secteur. L'analyse montre enfin que le partage des redevances peut s'opérer dans une perspective de long terme par la création de fonds, et témoigne de l'importance à accorder aux règles encadrant leurs modalités de gestion en vue d'atteindre les objectifs qui leur sont fixés.

5. Bibliographie

Législation

Loi fédérale

Loi sur les ressources naturelles de l'Alberta, S.C. 1930, c. 3.

Lois provinciales

Climate Change and Emissions Management Act, SA 2003, c. C-16.7.

Fiscal Management Act, SA 2013, c. F-14.5.

Mines and Minerals Act, RSA 2000, c. M-17.

Mines and Minerals Act, SA 1949, c. 66.

Municipal Government Act, RSA 2000, c. M-26.

Oil and Gas Conservation Act, RSA 2000, c. O-6.

Règlements provinciaux

Coal Royalty Regulation, Alta Reg 295/1992.

Freehold Mineral Rights Tax Regulation, Alta Reg 223/2013.

Metallurgic and Industrial Mineral Regulation, Alta Reg 350/1993.

Natural Gas Deep Drilling Regulation, 2010, Alta Reg 198/2010.

Natural Gas Deep Drilling Regulation, Alta Reg 224/2008.

Natural Gas Royalty Regulation, 2009, Alta Reg 221/2008.

New Well Royalty Regulation, Alta Reg 32/2011.

Oil Sands Royalty Regulation, 1997, Alta Reg 185/1997.

Oil Sands Royalty Regulation, 2009; Alta Reg 223/2008.

Petroleum Royalty Regulation, 2009, Alta Reg 222/2008.

Well Drilling Equipment Tax Rate Regulation, Alta Reg 218/2014.

Doctrine

Ouvrage et article

Thackray, Michel, *Halbury's Laws of Canada : Oil and Gas* (2013 Reissue), LexisNexis.

White, Laura et Jerry P. White, « Developing Oil & Gas Resources On or Near Indigenous Bands in Canada: an Overview of Laws, Treaties, Regulations and Agreements », (2012) 3-2 *The International Indigenous Policy Journal*, art. 5, à la p 10.

Sources gouvernementales

Alberta Treasury Board and Finance, *Heritage Fund*, en ligne :
<<http://www.finance.alberta.ca/business/ahstf>>.

Alberta, Municipal Affairs, *Alberta Municipal Affairs 2014-2015 Annual Report*, en ligne :
<<http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/2014-2015-Municipal-Affairs-Annual-Report.pdf>>.

Gouvernement of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Royalty Review Panel, Our Fair Share: Report of the Alberta Royalty Review Panel, 2007*, en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/RoyaltyReviewPanelfinal_report.pdf>.

Gouvernement of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Royalty Rates, 2011*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/pdfs/OScurveRate.pdf>>.

Gouvernement of Alberta, *Alberta Treasury Board and Finance, Heritage Fund 2014-2015 Annual Report*, en ligne : <<http://www.finance.alberta.ca/business/ahstf/annual-reports/2015/Heritage-Fund-2014-15-Annual-Report.pdf>>.

Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *Alberta-Metis Settlements Accord*, en ligne :
<<http://www.aboriginal.alberta.ca/Metis-Settlements.cfm>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Bitumen-in-Kind* en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/About_Us/BRIK.asp>.

Government of Alberta, News Release, *Alberta stimulates new energy investment, new technologies, 27 mai 2010*, en ligne :
<<http://alberta.ca/release.cfm?xID=28441DB838B27-0336-BB5C-D5EDFEDE158ED1F6>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *About Royalties*, en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/about_us/royalty.asp>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *About Tenure*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/tenure.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Energy's History*, en ligne:
<http://www.energy.alberta.ca/about_us/1133.asp>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Frequently Asked Questions*, en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/About_Us/1856.asp>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Our Business*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Shale Gas*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/944.asp>>.

Government of Alberta, *Annual Report 2014-2015*, en ligne :
<http://www.finance.alberta.ca/publications/annual_repts/govt/ganrep15/goa-2014-15-annual-report.html>.

Simplified BRIK Implementation, en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/3589.asp_complete.pdf>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Coal Royalty Guidelines, 1993*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/coal/pdfs/1993CoalRoyaltyGuidelines.pdf>>.

Government of Alberta, Alberta Aboriginal, Alberta-Metis Relations, en ligne :
<<http://www.aboriginal.alberta.ca/Metis-Relations.cfm>>.

Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *First Nations Relations*, en ligne :
<<http://www.aboriginal.alberta.ca>>.

Government of Alberta, Alberta Aboriginal, *Strengthening Relationships, the Government of Alberta's Policy Guidelines Framework*, en ligne :
<http://www.aboriginal.alberta.ca/documents/final_strengthrelations.pdf>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC)*, 2015, en ligne : <<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/3435.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *About Oil Sands Tenure*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/1705.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta Petroleum Royalty Guidelines - Principles and Procedures*, 2013, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/Oil/pdfs/Petroleum_Royalty_Guidelines.pdf>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Alberta's Oil and Gas Tenure*, 2009, en ligne :
<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/tenure_brochure.pdf>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Canada's New West Partnership, Oil and Gas Fiscal Regimes : Western Canadian Provinces and Territories*, 2011, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Coal Bed Methane*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/754.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Conventional Oil Statistics*, en ligne:
<<http://www.energy.alberta.ca/Oil/763.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Energy Annual Report 2014-2015*, en ligne:
<<http://www.energy.alberta.ca/Org/Publications/AR2015.pdf>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Natural Gas Statistics*, en ligne:
<<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/727.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Facts*, en ligne: <<http://www.energy.alberta.ca/Oil/762.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Energy Annual Report 2013-2014*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/Org/Publications/AR2014.pdf>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Facts and Statistics*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Rights*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/580.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands Tenure Guidelines*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OilSands/809.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Oil Sands*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/oilsands/oilsands.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Shallow Rights Reversion*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/tenure/603.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Unconventional Resources*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/3697.asp>>.

Government of Alberta, Alberta Learning Information Centre, *Mining and Oil and Gas Extraction Industry 2014 Profile*, en ligne : <<http://alis.alberta.ca/pdf/industryprofile/miningoilandgasextraction.pdf>>.

Government of Alberta, *Fiscal Plan Budget 2015*, en ligne :
<<http://finance.alberta.ca/publications/budget/budget2015/fiscal-plan-complete.pdf>>.

Government of Alberta, Innovation and Advanced Education, *Regional Economic Development Alliances (REDAs)*, en ligne : <<http://eae.alberta.ca/economic-development/regional-development/redas.aspx>>.

Government of Alberta, Innovation and Advanced Education, *Alberta's Energy Reserves & Supply/Demand Outlook*, en ligne : <<https://www.aer.ca/documents/sts/ST98/ST98-2015.pdf>>.

Government of Canada Alberta, *About the Oil and Gas Industry*, en ligne :
<<http://www.albertacanada.com/business/industries/og-about-the-industry.aspx>>.

Government of Canada Alberta, *Conventional Crude Oil and Oil Sands*, en ligne :
<<http://www.albertacanada.com/business/industries/og-conventional-crude-oil-and-oil-sands.aspx>>.

Government of Canada Alberta, *Natural Gas and Coal-Bed Methane*, en ligne :
<<http://www.albertacanada.com/business/industries/og-natural-gas-and-coal-bed-methane.aspx>>.

Government of Canada, Alberta, *Alberta Innovation and Technology, Presentation of the Highlights of the Alberta Economy 2015*, en ligne : <http://www.albertacanada.com/files/AlbertaCanada/SP-EH_HighlightsABEconomyPresentation.pdf>.

Government of Alberta, Alberta Energy, *Freehold Mineral Tax*, en ligne :
<<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/908.asp>>.

Guide to Property Assessment and Taxation in Alberta, en ligne :
<http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/as/AB_GuidePtyAssmt_finrev.pdf>.

Legislative Assembly of Alberta's Standing Committee on Alberta's Economic Future, *Review of the BRIK Royalty In Kind Program*, 2013, en ligne :
<[http://www.assembly.ab.ca/committees/abeconomicfuture/BRIK/Reports/2013/Review%20of%20the%20BRIK%20\(Bitumen%20Royalty-in-Kind\)%20Program%20-%20May%202013.pdf](http://www.assembly.ab.ca/committees/abeconomicfuture/BRIK/Reports/2013/Review%20of%20the%20BRIK%20(Bitumen%20Royalty-in-Kind)%20Program%20-%20May%202013.pdf)>.

PSAC, *Industry Overview*, en ligne : <<http://www.pfac.ca/business/industry-overview/>>.

Ressources naturelles Canada, *Source d'énergie et réseau de distribution*, en ligne :
<<http://www.rncan.gc.ca/energie/sources-energie-distribution>>.

Autres sources

Alberta Oil Magazine, *The Sturgeon Refinery and the High Cost of Value-Added*, 18 novembre 2014, en ligne : <<http://www.albertaoilmagazine.com/2014/11/high-price-adding-value/>>.

Alberta's NDP, *Leadership for What Matters*, 2015, en ligne :
<http://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/themes/5538f80701925b5033000001/attachments/original/1431112969/Alberta_NDP_Platform_2015.pdf?1431112969>.

Canadian Association of Petroleum Producers, en ligne : <<http://www.capp.ca/Alberta/>>.

Canadian Business, *Alberta Government to Flesh Out the Details of the Royalty Review Panel*, en ligne :
<<http://www.canadianbusiness.com/business-news/alberta-government-to-flesh-out-details-of-royalty->

review-panel>.

CBC News, Athabaska Chipewyan First Nation Makes the Best of Oil Money, April 2 2014, by Angela Sheritt, en ligne : <<http://www.cbc.ca/news/aboriginal/athabasca-chipewyan-first-nation-makes-the-best-of-oil-money-1.2579126>>.

Freehold Owners Association, *About Freehold Mineral Rights*, en ligne : <<http://www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html>>.

Hussain, Yadullah, *100 years of Alberta Oil : How an Industry Was Born*, en ligne : <<http://business.financialpost.com/news/energy/100-years-of-alberta-oil-how-an-industry-was-born>>.

Industrial Heartland, *Bitumen Royalty In Kind*, en ligne : <http://industrialheartland.com/index.php?option=com_content&task=view&id=142&itemid=0>.

Joint Economic Development Initiative, *History of Oil and Gas in Alberta*, en ligne : <<http://www.jedialberta.com/DocumentCenter/View/59>>.

Klinkenberg, Marty, Edmonton Journal, 15 mars 2015, *Fort McMurray's boom falters: Pause in growth met with trepidation by some and relief by others*, en ligne : <<http://www.edmontonjournal.com/Fort+McMurray+boom+falters+Pause+growth+with+trepidation+some+relief+others/10888206/story.html>>.

PriceWaterhouseCoopers (PwC), for the Government of Alberta, *Alberta Energy, Alberta's Royalty System - Jurisdictional Comparison*, 2009, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/org/pdfs/royalty_jurisdiction.pdf>.

PriceWaterhouseCoopers (PwC), for the Government of Alberta, *Alberta Energy, Alberta's Royalty System - Jurisdictional Comparison*, 2009, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/org/pdfs/royalty_jurisdiction.pdf>.

PSAC, *Industry Overview*, en ligne : <<http://www.pvac.ca/business/industry-overview/>>.

Roy, Jim, Parkland Institute, *Research Fact Sheet - Billions Forgone: The Decline in Alberta Oil and Gas Royalties*, 23 avril 2015, en ligne : <http://parklandinstitute.ca/research/summary/billions_forgone>.

Shaughnessy, Jeff, Jay Lines, Craig Simpson et Brad Wooley, *Alberta Royalty Structure Overview and Challenges for the Future*, 2007, en ligne : <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/ua_2007/AB_Royalty_structure.pdf>.

TechnoMine, *Pits and Quarries*, 2012, en ligne : <<http://technology.infomine.com/reviews/pitsandquarries/welcome.asp?view=full>>.

Ted Morton, The Manning Center, *A Risk Analysis of the Alberta NDP's Energy Policies : Death by a Thousand Cuts?*, 2015, en ligne : <<http://manningcentre.ca/wp-content/uploads/2015/08/NDP-Energy-Risk-Analysis-FINAL.pdf>>.

The Globe and Mail, Lauren Krugel, 30 juin 2015, *NDP- involvement in Alberta oil and gas will be a delicate business*, en ligne : <<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/ndp-involvement-in-alberta-oil-and-gas-will-be-a-delicate-business/article25207595>>.

University of Alberta, *Canada's and Europe's Northern Dimension Conference, Energy Development and Aboriginal Rights in Northern Canada*, Mark Nutall, en ligne : <<http://www.cci.ualberta.ca/Conferences%20and%20Events/CanadasandEuropesNorthernDimension/~media/cci/Do%20cuments/PagesfromCanadasandEuropesNorthernDimensionsEnergy.pdf>>.

Well Drilling Equipment Tax Stakeholder Consultation Report, 2013 en ligne:
<http://www.municipalaffairs.alberta.ca/documents/as/Well_Drilling_Equipment_Tax_Stakeholder_Consultation_Report_June_2013.pdf>.

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

1. Contexte et cadre juridique général

Terre-Neuve-et-Labrador (ci-après, « TNL ») fait partie des deux seules provinces canadiennes, avec la Nouvelle-Écosse, au sein desquelles se déroulent des activités d'exploitation extracôtière des hydrocarbures. Bien que des concessions aient été attribuées à certaines entreprises sur les terres de la province, il n'existe actuellement aucune exploitation commerciale de pétrole ou de gaz sur le territoire de TNL¹. À l'échelle du Canada, la quantité d'hydrocarbure produite par TNL à travers ses installations extracôtières peut apparaître marginale. En 2013, cette quantité était d'environ 83,5 millions de barils de pétrole², ce qui représentait 7 % de l'ensemble de la production nationale de pétrole³. Cependant, au sein de cette province, l'exploitation extracôtière des hydrocarbures est un secteur d'activité considérable qui génère d'importantes retombées économiques et sociales.

Pour l'année fiscale 2013-2014, 28 % des revenus de la province provenaient directement des redevances liées à l'exploitation extracôtière du pétrole (ce qui correspond à 1,215 milliard de dollars)⁴. L'ensemble de la filière emploie près de 9200 personnes (en 2014) et représente la part la plus importante du PIB de TNL (environ 28,4 % en 2013)⁵. Comme le souligne un récent rapport du Conférence Board du Canada, au cours des deux dernières décennies, ce secteur d'activité a largement contribué à faire croître l'économie, la capacité budgétaire et la productivité de TNL⁶. Selon ce rapport « [a]fter many years of economic stagnation, [TNL] experienced unprecedented economic growth from the late 1990s to the mid-2000s due to a resources boom-particularly in the mining and oil and gas industries »⁷. En effet, entre 1997, date à laquelle débuta l'exploitation commerciale du pétrole à TNL, et 2010, le PIB de la province a connu

¹ Canadian Association of Petroleum Producers, *Newfoundland and Labrador*, en ligne : <<http://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/industry-across-canada/newfoundland-and-labrador>>.

² Government of Newfoundland and Labrador, Department of Finance, *Total oil production*, en ligne : <http://www.stats.gov.nl.ca/Statistics/Industry/PDF/Oil_Production.pdf>.

³ Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information : Les marchés de l'énergie, 2014-2015*, Gouvernement du Canada, 2014, <http://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/files/pdf/2014/14-0173EnergyMarketFacts_f.pdf>, à la p 20. Pour des estimations plus récentes voir : Office national de l'énergie, *Production estimative de pétrole brut et d'équivalent au Canada en 2014, 2015*, en ligne : Office national de l'énergie <<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlnptrlmprdct/st/stmtdprdcn-fra.html>>.

⁴ Government of Newfoundland and Labrador, *The Economy 2015*, en ligne : Department of Finance <<http://www.economics.gov.nl.ca/E2015/TheEconomy2015.pdf>>, à la p 17 [The Economy 2015].

⁵ *Ibid.*

⁶ Conference Board du Canada, *Pour pérenniser la prospérité économique : une évaluation comparative de la compétitivité de Terre-Neuve-et-Labrador*, en ligne : Conference Board du Canada <<http://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?did=6957>>, à la p a).

⁷ *Ibid.*, à la p 2.

une hausse de 58,8 % et les études indiquent que « almost half of this growth was directly attributable to oil and gas production »⁸.

Les origines de l'exploitation extracôtière des hydrocarbures dans la province de TNL remontent au milieu des années 1960, lorsque démarrent les premiers travaux d'exploration pétrolière et gazière au large de la côte est canadienne. En raison de ses similarités géologiques avec le sous-sol de la Mer du Nord, cette zone est considérée par les experts comme étant potentiellement très riche en hydrocarbures. Sans pour autant confirmer ce fort potentiel, les premiers forages attestent tout de même de la présence d'hydrocarbures, ce qui encourage les compagnies à poursuivre la prospection tout au long de la décennie suivante⁹. L'année 1979 marque un tournant avec l'annonce de la découverte d'un important champ pétrolier situé à 315 km au sud-est de Saint-Jean de Terre-Neuve. La découverte de ce champ pétrolier, baptisé Hibernia, constitue à cette époque une nouvelle importante pour l'avenir énergétique du Canada, dont les réserves prouvées de pétrole brut ordinaire dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien commencent à diminuer¹⁰.

Au niveau juridique, cette découverte donne lieu à une controverse constitutionnelle entre TNL et le gouvernement fédéral. Chaque palier de gouvernement estime alors que le champ pétrolier d'Hibernia relève de sa juridiction. La question est finalement tranchée par la Cour suprême du Canada, en 1984, qui statue que le gouvernement fédéral a compétence sur les ressources extracôtières, et donc sur le gisement d'Hibernia¹¹. Sur le plan politique, cependant, la province de TNL s'oppose à cette solution, rendant ainsi de fait l'exploitation du champ pétrolier d'Hibernia difficile, les compagnies pétrolières souhaitant un accord entre les deux paliers de gouvernement avant d'entreprendre tout investissement majeur¹². C'est dans ce contexte qu'est adopté, en 1985, l'*Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador sur la gestion des ressources en hydrocarbures extracôtiers et sur le partage des recettes correspondantes* (ci-après, l'« Accord atlantique »)¹³.

Mis en œuvre en 1987 avec l'adoption de « lois miroirs » par le gouvernement fédéral et la province, cet accord établit un régime juridique conjoint pour l'exploration et l'exploitation des ressources extracôtières et en confie l'administration à une nouvelle entité, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures

⁸ Government of Newfoundland and Labrador, *The Economy 2012*, en ligne : Department of Finance <<http://www.economics.gov.nl.ca/E2012/TheEconomy2012.pdf>>, à la p. 23.

⁹ Sonya Dakers et Lynne C. Myers, *L'exploitation des réserves de pétrole et de gaz au large de la côte est*, 2001, en ligne : Publication de recherche de la Bibliothèque du Canada <<http://publications.gc.ca/Collection-R/LoPBdP/CIR/835-f.htm>>.

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ *Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve*, [1984] 1 R.C.S. 86.

¹² André Plourde, *Oil and Gas in the Canadian Federation*, 2010, en ligne : Buffett Center for International and Comparative Studies <http://buffett.northwestern.edu/documents/working-papers/Energy_10-001_Plourde.pdf>, à la p. 12.

¹³ Government of Canada et Government of Newfoundland and Labrador, *The Atlantic Accord – Memorandum of agreement between the Government of Canada and the government of Newfoundland and Labrador on offshore oil and gas resources management and revenue sharing*, 11 février 1985 [Memorandum of agreement].

extracôtiers (ci-après, l'« OCTN »). Cet organisme, composé de 7 membres (le gouvernement fédéral et provincial nomment respectivement trois membres, qui eux-mêmes nomment ensuite le président¹⁴), occupe une place centrale dans la régulation des activités extracôtières. C'est par exemple l'OCTN qui gère l'octroi des titres dans la zone extracôtière¹⁵ et qui délivre les permis de prospection¹⁶ et les licences de production aux entreprises qui souhaitent exploiter du pétrole au large de TNL¹⁷. En outre, cet organisme assure également certaines fonctions de contrôle, notamment en ce qui concerne le déroulement des opérations¹⁸ ainsi que la santé et sécurité des travailleurs sur les installations extracôtières¹⁹. En revanche, il ne dispose d'aucune compétence en matière de prélèvement ou de redistribution des redevances.

En mettant fin aux controverses constitutionnelles et en définissant un cadre juridique pour les activités extracôtières, l'adoption de l'Accord atlantique va alors permettre le développement des activités pétrolières au large de TNL. À l'heure actuelle, il existe six projets d'exploitation extracôtière des hydrocarbures : 1) le projet Hibernia, en exploitation depuis 1997 ; 2) le projet Terra Nova, en exploitation depuis 2002 ; 3) le projet White Rose, en exploitation depuis 2005 ; 4) le projet d'extension du gisement de White Rose (qui porte sur plusieurs gisements satellites), dont l'exploitation a débuté en 2009 ; 5) le projet d'extension sud d'Hibernia, dont l'exploitation a débuté en 2011; 6) le projet Hebron, dont l'exploitation devrait débuter au cours de l'année 2017. Dans le cadre de ces différents projets, la ressource qui est extraite du sous-sol marin est uniquement du pétrole. Cependant, cette production de pétrole donne également lieu à une production résiduelle de gaz naturel mais qui n'est pas commercialisée. Bien que TNL dispose d'importantes ressources extracôtières en gaz naturel, leur extraction, qui demeure techniquement et financièrement difficile, ne fait pour l'instant l'objet d'aucun projet. D'autres projets d'exploitation de gisements pétroliers extracôtiers sont en revanche en voie de développement. En 2013, deux découvertes importantes ont été effectuées au large de TNL et des études de faisabilité pour l'exploitation de ces gisements sont en cours de réalisation²⁰.

2. Régime juridique des redevances

Les projets d'exploitation des hydrocarbures au large de TNL ne sont pas soumis à un régime de redevances uniforme. Il existe en effet plusieurs types de régimes de redevances – pratiquement un différent par projet – dont le fonctionnement est régi par des lois provinciales, des ententes conclues entre la province et les promoteurs des projets (mais aussi, parfois, avec le gouvernement fédéral) ou encore,

¹⁴ *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, c. 3, par. 10(1) et 10(2) [Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique].

¹⁵ *Ibid.*, art. 57.1.

¹⁶ *Ibid.*, art. 67.1.

¹⁷ *Ibid.*, art. 81.

¹⁸ *Ibid.*, art. 135 et suiv.

¹⁹ *Ibid.*, art. 205.066.

²⁰ *The Economy 2015*, *supra* note 4, à la p 20.

par une combinaison de ces deux techniques. En outre, le montant des redevances n'est pas identique pour tous les projets.

La porte d'entrée de ce régime de redevances pluriel et complexe demeure les dispositions contenues dans l'Accord atlantique de 1985. La question des redevances y est abordée aux articles 36, 37 et 38. En substance, ces articles autorisent TNL à établir un régime de redevances pour l'exploitation extracôtière des hydrocarbures et à percevoir les sommes prélevées comme si elle était la propriétaire de ces ressources. Cette approche vise à répondre à l'un des objectifs de l'accord, énoncé à son article 2(c), qui consiste à reconnaître à TNL le droit d'être le principal bénéficiaire des ressources extracôtières. Le fonctionnement du système de redevances pour l'exploitation extracôtière des hydrocarbures est précisé par la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*, (ci-après, la « LMOAA »), qui a été adoptée par le gouvernement fédéral en 1987.

L'article 97(2) de la LMAA prévoit que les indivisaires d'une licence de production sont tenus de payer au gouvernement fédéral des redevances pour l'exploitation extracôtière des hydrocarbures. Cette disposition précise également que ces redevances sont celles qui sont fixées dans la *Loi sur le pétrole et gaz nature*²¹ (ci-après la « LPGN ») de TNL. Cette loi provinciale s'applique normalement pour l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire de la province. Cependant, dans le cadre de la LMAA, cette loi sert d'instrument de référence pour déterminer le montant des redevances applicables aux activités extracôtières, ainsi que leurs modalités de fonctionnement. Conformément à l'article 97(2), les redevances pétrolières sont donc directement versées, sur une base mensuelle, au gouvernement fédéral. Celui-ci transfère ensuite un montant équivalent à TNL afin de respecter le contenu de l'Accord atlantique. Ce mécanisme permet ainsi à TNL d'avoir un contrôle sur le montant des redevances et d'en être le bénéficiaire, tout en permettant au gouvernement fédéral de faire valoir sa compétence sur les ressources extracôtières²².

En vertu de la LPGN, les redevances sur le pétrole et le gaz extraits du territoire de TNL (mais aussi, par application de la LMAA, du pétrole et du gaz extraits au large de TNL) peuvent être établies par la province de deux façons. La première façon est la voie réglementaire (article 32). Dans le cadre de la LPGN, il existe actuellement deux règlements qui ont été adoptés et qui traitent des redevances : l'*Oil Royalty Regulations*²³ et le *Royalty Regulations*²⁴. Ces deux règlements ne s'appliquent toutefois que pour le pétrole. Un régime de redevances spécifique pour le gaz naturel a été développé par le gouvernement de TNL lors de l'élaboration de sa politique énergétique de 2007²⁵. Cependant, ce régime n'a pas encore

²¹ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSNL 1990, c. P-10.

²² Alan T. Pettie, « Are Royalty Agreements Required For Canada East Coast Offshore Oil and Gas ? » (2001) 24 Dal LJ 151 à la p 154.

²³ *Oil Royalty Regulations*, CNLR 22/96.

²⁴ *Royalty Regulations*, NL 71/103.

²⁵ Government of Newfoundland and Labrador, *The 2007 Energy Plan : Focusing on Energy*, 2007, en ligne : Department of Natural Resources <<http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/plan/index.html>>, à la p 87.

été formellement adopté sous forme de règlement. La deuxième façon d'établir des redevances est par la conclusion d'un accord entre la province et les promoteurs d'un projet d'exploitation (article 33). Dans ce dernier cas, l'accord peut alors déroger aux dispositions établies par voie réglementaire. Un examen sommaire des régimes de redevances en vigueur permet de prendre la mesure de leur diversité, tant du point de vue de leur fondement juridique que de leur fonctionnement²⁶.

En ce qui concerne le projet Hibernia, le régime de redevances repose sur un régime réglementaire et contractuel. Le régime réglementaire est prévu par l'Oil Royalty Regulations, qui instaure une redevance de 0,01 \$ pour chaque baril de pétrole produit, payable au gouvernement fédéral. Mais à côté de ce texte, les entreprises parties au projet Hibernia, le gouvernement fédéral et TNL ont aussi négocié un accord privé en marge de la LPGN, le *Hibernia Development Project Royalty Agreement* (ci-après, le « HRA »). Cet accord établit un système de redevances à deux paliers dont le fonctionnement peut être résumé de la façon suivante. Le premier palier est une redevance progressive allant de 1 % à 5 % du revenu brut généré par les ventes de pétrole (*Basic Royalty*). Lorsque les revenus de l'entreprise excèdent son investissement initial, le second palier de redevances s'applique (*Net Royalty*). Ce palier se compose d'une redevance de 30 % sur le revenu net de l'entreprise²⁷, à laquelle s'ajoute une redevance supplémentaire de 12,5 %. À la différence des régimes de redevances des autres projets, le HRA prévoit que ces redevances sont directement versées à TNL. Cependant, les montants versés au titre de la redevance réglementaire au gouvernement fédéral sont déduits des montants versés par les entreprises à la province au titre des redevances instaurées par le HRA.

Le régime de redevances du projet Terra Nova est quant à lui régi par une partie spécifique de la *Royalty Regulations* (la partie XIII). Bien que les taux soient différents, ce régime de redevances repose sur une structure identique à celle mise en place dans le HRA : une redevance progressive calculée à partir du revenu brut généré par les ventes de pétrole (1 à 10 %) ; deux redevances sur le revenu net de l'entreprise, lorsque les revenus de l'entreprise excèdent son investissement initial (30 % pour le premier niveau²⁸ et 12,5 % pour le second). Pour ce qui est du projet White Rose, le régime de redevances est aussi prévu dans la *Royalty Regulations*, mais dans une partie différente du règlement qui s'applique aux projets dont les licences de production ont été octroyées après novembre 2001 (ce qui est le cas de toutes les licences octroyées après le projet Terra Nova). Le fonctionnement de ce régime repose là aussi sur une redevance de base (un taux progressif de 1 à 7,5 %) et une redevance sur le revenu net de l'entreprise comprenant

²⁶ Pour une présentation des différents régimes de redevances voir Government of Newfoundland and Labrador, en ligne : Department of Natural Resources <<http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/petroleum/offshore/offprojects.html>>. Voir aussi : R.J. Thrasher et Simon Baines, « Development in Newfoundland and Labrador Offshore Royalties : From Hibernia to Hebron and Back » (2014) 37 Dal LJ 33.

²⁷ Cependant, si pour une entreprise les sommes générées par une application de la *Basic Royalty* sont plus élevées que les sommes générées par une application du premier niveau de la *Net Royalty*, ses redevances doivent être calculées en fonction de la *Basic Royalty*.

²⁸ À l'instar de ce qui est prévu dans le HRA, si pour une entreprise les sommes générées par une application de la *Basic Royalty* sont plus élevées que les sommes générées par une application du premier niveau de la *Net Royalty*, ses redevances doivent être calculées en fonction de la *Basic Royalty*.

deux niveaux (20 % pour le premier et 10 % pour le second). Selon ce régime juridique, la redevance de base est toutefois déduite du montant à payer au titre du premier niveau de la redevance sur le revenu net de l'entreprise.

Dans le cadre du projet Hebron, le régime de redevances prévu dans la *Royalty Regulations* s'applique également. Cependant, conformément à l'article 33 de la LPGN, un accord spécifique sur les redevances a été conclu entre la province et les promoteurs du projet. Cet accord apporte certaines modifications au régime réglementaire, comme l'instauration d'une redevance supplémentaire (6,5 %) qui s'ajoute à la redevance sur le revenu net de l'entreprise lorsque le prix du baril atteint un certain seuil. Cette même approche a été privilégiée pour le projet d'extension de White Rose. Aux redevances prévues par la *Royalty Regulations* s'ajoute donc, là aussi, une redevance supplémentaire de 6.5 % lorsque le prix du baril atteint un certain seuil. Enfin, le projet d'extension sud du gisement d'Hibernia est assujéti au même système de redevances que celui figurant dans le HRA. Cependant, de nouvelles redevances ont été ajoutées pour le pétrole extrait des portions relevant du projet d'extension. Le régime de redevances applicable à certaines de ces portions est défini dans le HRA, dont la version initiale a été amendée lors de la mise en place du projet d'extension. Le régime de redevances applicable aux autres portions du projet a été instauré par un accord conclu en vertu de l'article 33 de la LPGN, et qui déroge donc aux dispositions génériques de la *Royalty Regulations*.

3. Partage des redevances

L'argent des redevances qui est transféré par le gouvernement fédéral à TNL (ou directement perçu par elle dans le cas des redevances payées en vertu du HRA) est intégralement versé dans le trésor de la province (*Consolidated Revenue Fund*)²⁹ et utilisé pour constituer le budget de la province. Par conséquent, cette situation fait en sorte qu'il est extrêmement difficile de dire de quelles façons l'argent provenant des redevances est spécifiquement utilisé et redistribué au sein de la province. De même, il n'est pas non plus possible d'identifier la ou les communautés particulièrement bénéficiaires – ou à l'inverse la ou les communautés particulièrement lésées – par le partage des redevances issues de l'exploitation extracôtière des hydrocarbures. Tout ce que l'on peut dire, c'est que ces redevances ont, et de façon générale, profité à l'ensemble de la province puisque sa situation socio-économique s'est considérablement améliorée du fait de la perception de ces redevances.

Il est vrai que TNL a pu bénéficier pleinement de cette source de revenus dans la mesure où l'Accord atlantique de 1985 a prévu un dispositif pour protéger cette province contre la réduction de ses droits de péréquation qui aurait dû, en toute logique, accompagner l'augmentation de ses recettes provenant des redevances pétrolières³⁰. Sur la base de cet accord, TNL s'est en effet vue accordée une

²⁹ Government of Newfoundland and Labrador, *Public Accounts Volume II. Consolidated Revenue Fund Financial Statements*, 2015, en ligne : Department of Finance <http://www.fin.gov.nl.ca/fin/publications/volumeII_2013-14.pdf>.

³⁰ *Memorandum of agreement*, *supra* note 13, art. 39.

protection transitoire pendant une période de douze ans à compter de 1999-2000. À l'origine, les règles garantissaient à la province un certain pourcentage (au moins 85 %) de l'ensemble de ses droits de péréquation, avec un abaissement progressif de ce chiffre à chaque année³¹. Cependant, en 2005, TNL a conclu une nouvelle entente avec le gouvernement du Canada afin d'obtenir une protection complète contre toute réduction de ses droits de péréquation associée aux revenus tirés des ressources extracôtières jusqu'en 2011-2012³². On notera toutefois que depuis 2008-2009 TNL ne reçoit plus de paiements au titre de la péréquation. Quoi qu'il en soit, à l'heure actuelle, ce dispositif de protection fiscale ne s'applique plus.

Cela dit, la redistribution des redevances n'est pas l'unique mécanisme par lequel les communautés de TNL (ou plus exactement la province dans son ensemble) ont pu profiter du développement des projets d'exploitation extracôtière des hydrocarbures. En effet, conformément à l'article 45(2) de LMAA, les entreprises qui souhaitent procéder à des activités dans la zone extracôtière (y compris des activités de prospection) doivent au préalable communiquer à l'OCTN un plan de retombées économiques qui doit être approuvé par cet organisme. Or, l'objectif de ce plan de retombées économiques consiste à garantir, entre autres, que « la main-d'œuvre locale ait priorité de formation et d'embauche »³³, que des « crédits soient affectés dans la province à la recherche-développement, à l'enseignement et à la formation »³⁴, et que la « priorité soit donnée aux biens et services provinciaux s'ils se comparent, en situation de libre concurrence, à ceux des autres marchés »³⁵. En outre, en vertu de l'article 45(4) de la LMAA, l'OCTN « peut exiger qu'un plan de retombées contienne des mesures garantissant aux individus ou groupes défavorisés l'accès à la formation et à l'embauche, ou à leurs sociétés ou coopératives la possibilité de participer à la fourniture de biens et services nécessités par les activités en cause ». À travers cette obligation d'établir un plan de retombées économiques on voit donc qu'il existe une autre voie qui permet à la province de bénéficier du développement de l'industrie pétrolière, et ce le plus tôt possible, dès les premiers stades des activités de recherche. Et comme le démontre le contenu de l'article 45 de la LMAA, il s'agit ici d'une voie qui est fortement balisée par le droit. On notera d'ailleurs que, pour assister les promoteurs de projets à se conformer à l'article 45, l'OCTN a élaboré plusieurs directives qui précisent la façon dont les dispositions de cet article doivent être interprétées et mises en œuvre lors de l'élaboration des plans de retombées économiques³⁶.

³¹ *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique*, supra note 14, art. 220.

³² Gouvernement du Canada et Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador, Entente entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de Terre Neuve et Labrador sur les revenus tirés des ressources extracôtières, 14 février 2005.

³³ *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada*, supra note 14 al. 45(3), b).

³⁴ *Ibid.*, al. 45(3), c).

³⁵ *Ibid.*, al. 45(3), d).

³⁶ Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, *Canada-Newfoundland and Labrador Benefits Plan Guidelines*, 2006, en ligne : Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board <<http://www.cnlopb.ca/pdfs/guidelines/benplan.pdf>>. L'article 151.1 de la LMAA reconnaît expressément à l'OCTN le pouvoir de publier des « directives et des textes interprétatifs relativement à l'application » de l'article 45 de la LMAA.

Mais l'encadrement n'est pas que réglementaire. Il est également politique. En effet, la pratique tend à démontrer que pour élaborer ces plans, les promoteurs des projets entreprennent tout d'abord des consultations avec le gouvernement de la province, afin de déterminer les bénéficiaires qui devront être générés par les projets³⁷. C'est ainsi que, par exemple, le plan de retombées économiques du projet Hebron, élaboré en 2011³⁸, a été précédé de la conclusion en 2008 d'un accord entre les promoteurs du projet et le gouvernement de TNL³⁹. Cet accord précisait notamment les dépenses et activités qui auraient lieu dans la province (construction de la plate-forme ; construction de certains éléments de la plateforme comme des chaloupes de sauvetage, des pistes d'hélicoptère, du matériel de forage ; réalisation d'un investissement de 120 millions de dollars en recherche et développement tout au long du projet) et stipulait que le promoteur devrait mettre en place, dans le cadre du projet, un « Gender Equity and Diversity Program », comprenant un « women's employment plan » ainsi qu'un « diversity plan and business access strategy for Disadvantaged Groups »⁴⁰. Tous ces éléments ont par la suite été intégrés et précisés dans le plan de retombées économiques de 2011⁴¹, dont le contenu vise à ce que les engagements inscrits dans l'accord de 2008 soient respectés⁴².

En définitive, à travers cette obligation d'établir un plan de retombées économiques, on s'aperçoit que le régime juridique mis en place par la LMAA a été conçu pour faire en sorte que les projets d'exploitation des hydrocarbures génèrent des effets socio-économiques positifs au sein de la province le plus rapidement possible, dès les premiers stades de leur développement, et ce, avant même que n'intervienne le processus de redistribution des redevances. On rappellera que le plan de retombées économiques doit nécessairement avoir été validé par l'OCTN pour qu'une entreprise puisse entreprendre des travaux dans la zone extracôtière. Au-delà de cet aspect, on notera encore que les plans de retombées économiques s'inscrivent dans une démarche de planification stratégique, menée dans le cadre d'un partenariat entre le public (gouvernement de TNL, OCTN) et le privé (promoteurs du projet), au cours de laquelle sont précisément identifiées les communautés de la province qui bénéficieront directement du développement des projets d'exploitation des hydrocarbures (entreprises locales, universités et centres de recherche, minorités visibles, femmes, communautés autochtones, personnes avec un handicap).

³⁷ Shawn Denstedt, R.J. Trasher, « The Accord Acts Twenty Years Later », (2007) 30 Dal LJ 287 à la p 302. En ce sens, les auteurs considèrent que les plans de retombées économiques présentent une nature « highly political ».

³⁸ Hebron Project, *Canada – Newfoundland and Labrador Benefits Plan*, 2011, en ligne : <http://www.cnlopb.ca/pdfs/hda_benplan.pdf> [Hebron Project].

³⁹ *Hebron Benefits Agreement*, 2008, en ligne : <<http://www.hebronproject.com/docs/benefits/finalexecutedbenefits.pdf>>.

⁴⁰ *Ibid.*, p. 20.

⁴¹ Par exemple, le *Hebron Diversity Plan* mis en place dans le plan de retombées économiques vise à encourager la participation des femmes, des minorités visibles, des peuples autochtones et des personnes avec un handicap au projet Hebron. Voir : Hebron Project, *supra* note 38, à la section 3.31.

⁴² Hebron Project, *supra* note 38, à la section 2.3.

4. Conclusions

Au regard de ces divers éléments, plusieurs conclusions peuvent être formulées au sujet du partage des redevances issues de l'exploitation extracôtière des hydrocarbures dans la province de TNL. En premier lieu, c'est sans doute la complexité du régime de redevances qu'il convient de souligner. Malgré une tentative d'instaurer un régime unique, avec l'adoption de la *Royalty Regulations* en 2003, des accords spécifiques ont été conclus pour chacun des projets d'exploitation. Outre les inconvénients liés à l'élaboration de tels accords (il aura fallu plus d'un an pour négocier la version initiale du HRA⁴³), cette situation crée un contexte d'incertitude : d'une part, pour les entreprises qui souhaitent prendre part à des projets d'exploitation extracôtiers, puisque celles-ci ne peuvent anticiper le type et le montant des redevances auxquelles elles seront assujetties ; d'autre part, pour la province elle-même qui ne peut prévoir le montant des redevances que pourraient générer les projets d'exploitation à venir ou en cours de développement. Ainsi, certains économistes considèrent que l'actuel système de redevances de TNL pour l'exploitation extracôtière est « poorly designed »⁴⁴ et préconisent plutôt l'instauration d'une seule et même redevance, à taux unique, pour tous les projets⁴⁵. En juin 2015, le Premier ministre de TNL, Paul Davis, a déclaré qu'un nouveau régime de redevances, notamment inspiré du modèle norvégien, serait prochainement mis en place pour encourager le développement des projets d'exploitation des hydrocarbures au large de la province⁴⁶.

En ce qui concerne, ensuite, la question de la redistribution des redevances, deux constats peuvent être faits. Le premier constat est qu'il est impossible de savoir de quelle façon l'argent spécifiquement issu des redevances est redistribué au sein de la province. Les montants provenant de ces redevances se « perdent » dans le budget de TNL, où ils se mêlent avec ses autres sources de revenus. Certes, le système présente bien un avantage ; celui d'améliorer les finances publiques à très court terme et donc de permettre à la population de prendre immédiatement la mesure des bénéfices économiques générés par l'exploitation des ressources extracôtiers. Dans un contexte où l'acceptabilité sociale de cette exploitation ne serait pas acquise, cet avantage n'est évidemment pas négligeable.

Cela étant, incorporer intégralement les redevances issues des activités pétrolières dans le budget de la province est un choix qui n'est pas non plus sans inconvénients. D'abord, le système place le bien-être des finances publiques dans une position de grande vulnérabilité face à l'évolution de la quantité de pétrole produite par les installations extracôtiers, mais aussi, face à l'évolution du prix du pétrole. Il s'agit

⁴³ Matthew Clarke, « Primary Beneficiaries : Newfoundland and Nova Scotia's Struggle to Achieve the Promise of Petroleum Wealth » (2004) 13 Dal J Leg Stud 1 à la p 12.

⁴⁴ Jack Mintz et Duanje Chen, *Taxing Canada's Cash Cow : Tax and Royalty Burdens on Oil and Gas Investments* (février 2010), en ligne : The School of Public Policy <<http://www.policyschool.ucalgary.ca/sites/default/files/research/cashcow1b.pdf>>, à la p 2.

⁴⁵ *Ibid.* à la p 16.

⁴⁶ Canadian Press, « Newfoundland and Labrador to announce regime for offshore oil development », *Financial Post* (16 juin 2015), en ligne : Financial Post <<http://business.financialpost.com/news/energy/newfoundland-and-labrador-to-announce-regime-for-offshore-oil-development>>.

d'ailleurs ici d'un problème auquel TNL est actuellement confronté puisque le ralentissement de la production, ainsi que la chute des prix du pétrole, ont et vont engendrer une baisse importante des montants perçus par cette province au titre des redevances. Par exemple, au cours de l'année 2014/2015, TNL considère que « lower-than-anticipated oil prices drilled an \$830 million hole in its revenues »⁴⁷. Ensuite, cette approche conduit à ce que l'usage des redevances soit tributaire des choix budgétaires (et donc des aléas politiques) qui sont annuellement effectués par le gouvernement en place. Or, cette gestion à court terme des redevances ne semble pas être la plus propice pour garantir que cette source de revenu soit utilisée pour développer une vision à long terme et préparer l'ère de « l'après-pétrole ». Dans la mesure où la question de l'avenir économique de TNL, une fois l'exploitation extracôtière des hydrocarbures terminée, se posera inévitablement, les redevances pourraient par exemple être affectées au financement de programmes de diversification de l'économie, ou encore, servir à constituer un fonds d'investissement, conformément au modèle norvégien. Ce dernier point amène alors à évoquer un autre enjeu ; celui de l'opportunité (politique et sociale) de faire en sorte que le public puisse savoir à qui et à quoi profitent spécifiquement les recettes issues de l'exploitation pétrolière. Au-delà de la question de la transparence de l'information, il s'agit sans doute ici d'un autre paramètre qui est susceptible d'influencer l'acceptabilité sociale des projets d'exploitation des hydrocarbures.

Le second constat que l'on peut faire au sujet de la redistribution des redevances est que cette redistribution n'est pas l'unique mécanisme par lequel les communautés de TNL peuvent bénéficier du développement des projets d'exploitation extracôtière des hydrocarbures. En effet, les plans de retombées économiques que doivent établir les entreprises constituent une autre façon de garantir que ces projets puissent générer des effets positifs dans la province. Mais dans ce dernier cas, les bénéfices pour la population sont le résultat des engagements contractés par les entreprises, en concertation avec le gouvernement et en application de la LMAA (un choix public-privé), et non le résultat d'une utilisation par l'autorité publique du montant des redevances (un choix strictement public). Quoi qu'il en soit, ces plans de retombées économiques présentent quand même l'avantage de permettre d'identifier plus précisément les bénéficiaires directs du développement des projets d'exploitation des hydrocarbures. En ce sens, on peut dire qu'au sein de TNL, il existe une dissociation entre, d'une part, le mécanisme par lequel s'effectue la redistribution des redevances, et qui est la dépense publique et, d'autre part, le mécanisme qui permet l'identification des communautés directement bénéficiaires des projets d'exploitation des hydrocarbures (donc bénéficiaires d'une dépense privée), et qui est l'obligation d'établir un plan de retombées économiques.

⁴⁷ Robert Hogue, *Newfoundland and Labrador Budget 2015*, 2015, en ligne : Royal Bank of Canada <<http://www.rbc.com/economics/economic-reports/pdf/canadian-fiscal/nlbud15.pdf>>.

5. Bibliographie

Législation

Loi fédérale

Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador, L.C. 1987, c. 3.

Loi provinciale

Petroleum and Natural Gas Act, RSNL 1990, c. P-10.

Règlements provinciaux

Oil Royalty Regulations, CNLR 22/96.

Royalty Regulations, NL 71/103.

Ententes

Gouvernement du Canada et Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador, *Entente entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de Terre Neuve et Labrador sur les revenus tirés des ressources extracôtières*, 14 février 2005.

Government of Canada et Government of Newfoundland and Labrador, *The Atlantic Accord – Memorandum of agreement between the Government of Canada and the government of Newfoundland and Labrador on offshore oil and gas resources management and revenue sharing*, 11 février 1985.

Jurisprudence

Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve, [1984] 1 R.C.S. 86.

Doctrine

Articles

Clarke, Matthew, « Primary Beneficiaries : Newfoundland and Nova Scotia's Struggle to Achieve the Promise of Petroleum Wealth » (2004) 13 Dal J Leg Stud 1.

Denstedt, Shawn, R.J. Trasher, « The Accord Acts Twenty Years Later », (2007) 30 Dal LJ 287.

Mintz, Jack et Duanje Chen, *Taxing Canada's Cash Cow : Tax and Royalty Burdens on Oil and Gas Investments* (février 2010), en ligne : The School of Public Policy <<http://www.policyschool.ucalgary.ca/sites/default/files/research/cashcow1b.pdf>>.

Pettie, Alan T., « Are Royalty Agreements Required For Canada East Coast Offshore Oil and Gas ? » (2001) 24 Dal LJ 151.

Plourde, André, *Oil and Gas in the Canadian Federation*, 2010, en ligne : Buffett Center for International and Comparative Studies <http://buffett.northwestern.edu/documents/working-papers/Energy_10-001_Plourde.pdf>.

Trasher, R.J. et Simon Baines, « Development in Newfoundland and Labrador Offshore Royalties : From Hibernia to Hebron and Back » (2014) 37 Dal LJ 33.

Sources gouvernementales

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, *Canada-Newfoundland and Labrador Benefits Plan Guidelines*, 2006, en ligne : Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board <<http://www.cnlopb.ca/pdfs/guidelines/benplan.pdf>>.

Canadian Association of Petroleum Producers, *Newfoundland and Labrador*, en ligne : <<http://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/industry-across-canada/newfoundland-and-labrador>>.

Conference Board du Canada, *Pour pérenniser la prospérité économique : une évaluation comparative de la compétitivité de Terre-Neuve-et-Labrador*, en ligne : Conference Board du Canada <<http://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?did=6957>>.

Government of Newfoundland and Labrador, Department of Finance, *Total oil production*, en ligne : <http://www.stats.gov.nl.ca/Statistics/Industry/PDF/Oil_Production.pdf>.

Government of Newfoundland and Labrador, en ligne : Department of Natural Resources <<http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/petroleum/offshore/offprojects.html>>.

Government of Newfoundland and Labrador, *Public Accounts Volume II. Consolidated Revenue Fund Financial Statements*, 2015, en ligne : Department of Finance <http://www.fin.gov.nl.ca/fin/publications/volumell_2013-14.pdf>.

Government of Newfoundland and Labrador, *The 2007 Energy Plan : Focusing on Energy*, 2007, en ligne : Department of Natural Resources <<http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/plan/index.html>>.

Government of Newfoundland and Labrador, *The Economy 2012*, en ligne : Department of Finance <<http://www.economics.gov.nl.ca/E2012/TheEconomy2012.pdf>>.

Government of Newfoundland and Labrador, *The Economy 2015*, en ligne : Department of Finance <<http://www.economics.gov.nl.ca/E2015/TheEconomy2015.pdf>>.

Office national de l'énergie, *Production estimative de pétrole brut et d'équivalent au Canada en 2014, 2015*, en ligne : Office national de l'énergie <<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlnpdrmpdct/stt/stmtdprdctn-fra.html>>.

Ressources naturelles Canada, *Cahier d'information : Les marchés de l'énergie, 2014-2015*, 2014, en ligne : Gouvernement du Canada, <http://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/files/pdf/2014/14-0173EnergyMarketFacts_f.pdf>.

Sonya Dakers et Lynee C. Myers, *L'exploitation des réserves de pétrole et de gaz au large de la côte est*, 2001, en ligne : Publication de recherche de la Bibliothèque du Canada <<http://publications.gc.ca/Collection-R/LoPBdP/CIR/835-f.htm>>.

Autres sources

Canadian Press, « Newfoundland and Labrador to announce regime for offshore oil development », *Financial Post* (16 juin 2015), en ligne : Financial Post <<http://business.financialpost.com/news/energy/newfoundland-and-labrador-to-announce-regime-for-offshore-oil-development>>.

Hebron Benefits Agreement, 2008, en ligne : <<http://www.hebronproject.com/docs/benefits/finalexecutedbenefits.pdf>>.

Hebron Project, *Canada – Newfoundland and Labrador Benefits Plan*, 2011, en ligne : <http://www.cnlopb.ca/pdfs/hda_benplan.pdf>.

Robert Hogue, *Newfoundland and Labrador Budget 2015*, 2015, en ligne : Royal Bank of Canada <<http://www.rbc.com/economics/economic-reports/pdf/canadian-fiscal/nlbud15.pdf>>.

PENNSYLVANIE

1. Contexte et cadre juridique général

La Pennsylvanie est un acteur important dans le secteur des énergies fossiles aux États-Unis, surtout dans le domaine du gaz naturel. À l'échelle du pays, cet État est le second producteur de gaz naturel (derrière le Texas) et son territoire abrite la deuxième plus importante réserve prouvée de gaz naturel (selon les estimations de 2013)¹. La Pennsylvanie produit également du pétrole, mais se classe seulement au 18^e rang des États américains producteurs². L'industrie gazière occupe une place centrale dans l'économie de la Pennsylvanie. Elle représente le principal employeur au sein de l'État (4,7 % des emplois en 2011)³ et verse chaque année plus de 200 millions de dollars⁴ à l'ensemble des propriétaires de terrains privés sur lesquels se déroulent des activités d'extraction (selon des estimations de 2008)⁵. La production de gaz bénéficie aussi très largement aux autorités publiques, comme le démontrent les chiffres suivants. Entre 2008 et 2013, les redevances et loyers versés par les entreprises gazières à l'État pour l'exploitation du gaz situé dans le sous-sol des terres publiques totalisaient 690 millions de dollars⁶. En outre, par le biais de l'*impact fee* (voir *infra*), les agences gouvernementales, les comtés ainsi que les municipalités de la Pennsylvanie se sont partagé plus de 630 millions de dollars depuis 2012⁷. Enfin, on ajoutera qu'entre 2007 et 2014, les diverses taxes applicables aux revenus des entreprises gazières et aux salaires de leurs employés ont permis à l'État de Pennsylvanie de collecter plus de 2 milliards de dollars. Ce contexte justifie que cette étude se concentre principalement sur l'examen des règles applicables à l'exploitation du gaz.

Bien que le gaz présent dans le sous-sol de la Pennsylvanie soit exploité depuis la fin du 19^e siècle, le fait que les activités gazières occupent une telle place dans l'économie de cet État est relativement récent. Ce n'est en effet qu'à partir du milieu des années 2000 que l'industrie gazière s'est considérablement

¹ Energy Information Administration, [IEA] « Pennsylvania Energy Highlights », 2014, p. 1, en ligne : <http://www.eia.gov/state/state_one_pager/Pennsylvania.pdf>. En 2014, plus de 2 milliards de pieds cubes de gaz ont été extraits.

² IEA, « Pennsylvania state profile and energy estimates, rankings », 2015, en ligne : <<http://www.eia.gov/state/rankings/?sid=PA#series/46>>.

³ American Petroleum Institute, *Economic Impacts of the Oil and Natural Gas Industry on the Us Economy in 2011*, juillet 2013, E-3, en ligne : <http://www.api.org/~media/Files/Policy/Jobs/Economic_impacts_Ong_2011.pdf>

⁴ Dans le cadre de cette partie, le terme « dollar » fait référence au dollar américain.

⁵ Pennsylvania Economy League of Southwestern Pennsylvania, *The Economic Impact of the Oil and gas industry in Pennsylvania*, 2008, ii, en ligne : <<http://www.alleghenyconference.org/PennsylvaniaEconomyLeague/PDFs/EconomicImpactAnalyses/EconomicImpactOilGasInPA1108.pdf>>.

⁶ Laura Legere, « Gov. Wolf bans new leases for drilling on state land », *Pittsburg Post-Gazette*, 30 janvier 2015, en ligne : <<http://powersource.post-gazette.com/powersource/home-powersource/2015/01/29/Governor-Wolf-signs-order-banning-new-gas-drilling-leases-on-Pennsylvania-public-lands/stories/201501290301>>.

⁷ Barbara Miller, « Natural gas impact fee revenue total \$225 million for 2013, Gov. Corbett says », *Penn Live*, 3 juin 2014, en ligne : <http://www.pennlive.com/midstate/index.ssf/2014/06/natural_gas_impact_fee_revenue.html>.

développée, lorsque les progrès dans les techniques d'extraction (notamment par fracturation hydraulique) ont rendu possible une exploitation des réserves contenues dans le schiste de Marcellus, une formation géologique très riche en gaz naturel de schiste (gaz non conventionnel)⁸. Depuis 2009, la production de gaz naturel non conventionnel connaît une hausse continue⁹.

Un regard sur l'évolution du nombre de permis délivrés par le *Pennsylvania Department of Environmental Protection* (ci-après, le « PADEP ») au cours des dernières années pour les forages de gaz non conventionnel permet d'illustrer l'essor qu'ont connu les activités gazières depuis le milieu des années 2000¹⁰. Alors que seulement 19 permis de ce type ont été délivrés en 2005, le PADEP en a délivré 3203 en 2014¹¹. En revanche, le nombre de permis délivrés pour les puits de gaz conventionnel enregistre une baisse continue depuis 2008 (8234 en 2008, contre 1269 en 2014)¹². Suivant cette tendance, au cours de l'année 2014, 1372 puits ont été forés pour du gaz non conventionnel contre 971 puits forés pour du gaz conventionnel¹³. Il est vrai que les perspectives offertes par l'exploitation du schiste de Marcellus sont très importantes pour la Pennsylvanie. Selon certaines estimations, la mise en valeur du schiste de Marcellus pourrait permettre à l'État de percevoir, par le biais de sa fiscalité, environ 1,8 milliard de dollars supplémentaires d'ici 2020¹⁴. En dernier lieu, il convient de mentionner qu'un moratoire sur l'octroi de nouveaux permis de puits a été adopté par le gouverneur en janvier 2015¹⁵. Cependant, il est encore difficile d'évaluer pleinement les effets de cette mesure à court et moyen terme puisque de nombreux permis ont été délivrés pour des puits qui n'ont pas encore été forés.

En Pennsylvanie, le système d'attribution des concessions est profondément différent de celui du Canada, puisque la propriété du sol emporte celle du sous-sol. La conséquence de cette indivisibilité du sol et du sous-sol est que le propriétaire d'un terrain peut, s'il le souhaite, concéder les droits qu'il détient sur les ressources de son sous-sol à des entreprises afin qu'elles soient exploitées, en concluant un contrat de

⁸ Department of Environmental Protection, *Oil and Gas Annual Report*, Pennsylvania, 2015, p. 5, en ligne : <http://files.dep.state.pa.us/OilGas/BOGM/BOGMPortalFiles/Annual_Report/2014/2014_Annual_Report_for_web_July1.pdf>.

⁹ *Ibid.*, p. 7.

¹⁰ *Oil & Gas Act 58 P. S. §§ 601.101—601.605*, chapter 78 « Oil and Gas Wells », 78.11, a) « No person may drill or alter a well unless that person has first obtained a permit from the Department ». Cette autorité est chargée d'attribuer les permis pour l'ensemble des puits situés sur les terres publiques ou privées.

¹¹ *Ibid.*, p. 9.

¹² *Ibid.*, p. 10.

¹³ *Ibid.*, p. 12.

¹⁴ Pennsylvania Independent Oil & Gas Association, « The Marcellus Shale : Pennsylvania's Home-Grown Energy Source », p. 2. en ligne : <http://www.pioga.org/publication_file/marcellus-shale-home-grown-energy.pdf>

¹⁵ *Supra*, note 6.

bail. Ce principe s'applique aussi bien aux terres privées, qui représentent 85 % du territoire de l'État, qu'aux terres appartenant à la Pennsylvanie (13 %) ¹⁶.

En ce qui concerne les terres publiques, c'est au *Department of Conservation of Natural Resources* (ci-après, le « DCNR ») qu'il revient conclure les contrats de bail. L'*Act 18* ¹⁷ autorise le DCNR, agissant au nom et pour le compte de la Pennsylvanie, à louer les terres qui relèvent de sa juridiction (parcs et forêts domaniaux) afin de servir les intérêts de l'État ¹⁸. Un modèle de contrat de bail utilisé par le DCNR est disponible sur le site internet de cet organisme ¹⁹. À l'heure actuelle, 369 914 acres de terres publiques (forêts) font l'objet d'un contrat de bail (sur une superficie totale de 2,2 millions d'acres) ²⁰. En ce qui concerne les terres privées, c'est aux propriétaires qu'il appartient de conclure les contrats de bail avec les entreprises gazières. Dans les deux cas, c'est donc sur le fondement d'une relation contractuelle que se développent les activités gazières. Les propriétaires (publics ou privés) sont toujours libres de conclure ou non des contrats et de choisir les entreprises à qui ils souhaitent confier l'exploitation des ressources contenues dans leur sous-sol.

Ce principe de la liberté contractuelle n'a toutefois pas une portée absolue, ni en droit, ni dans les faits. D'une part, et comme nous le verrons dans la section suivante, la loi fixe un taux minimal à partir duquel calculer les redevances que les entreprises doivent verser aux propriétaires. Ensuite, la règle du captage exerce une pression sur les propriétaires privées qui peut les inciter à conclure des contrats. Cette règle permet aux entreprises de drainer les ressources d'un réservoir d'hydrocarbures couvrant plusieurs propriétés à partir d'un puits situé sur une seule et même propriété, et donc de récupérer des ressources appartenant au sous-sol d'une terre voisine, sans aucune compensation financière. Or, contrairement à d'autres juridictions, la Pennsylvanie n'a adopté aucune mesure pour rendre cette pratique du captage illégale.

2. Régime juridique des redevances

Présenter le régime juridique des redevances liées à l'exploitation du gaz en Pennsylvanie, ainsi que les autres mesures fiscales applicables à cette activité, suppose de distinguer plusieurs éléments. En

¹⁶ L'État fédéral possède environ 2 % des terres de la Pennsylvanie. Dans la mesure où il s'agit d'un portion résiduelle du territoire de la Pennsylvanie, le régime applicable sur les terres fédérales n'est couvert par cette étude.

¹⁷ *Conservation and Natural Resources Act 18 of 1995* [CNRA] Act of June 28, 1995, P.L. 89, No. 18.

¹⁸ *Supra* note 10, CNRA, Section 302(a)(6) : « The department is hereby empowered to make and execute contracts or leases in the name of the Commonwealth for the mining or removal of any valuable minerals that may be found in State forests, or of oil and gas [...] whenever it shall appear to the satisfaction of the department that it would be for the best interests of this Commonwealth to make such disposition of those minerals ».

¹⁹ Department of Conservation and Natural Resources, Commonwealth of Pennsylvania, *Oil and Gas Lease for State Forest Lands*, en ligne : <http://www.dcnr.state.pa.us/cs/groups/public/documents/document/dcnr_008504.pdf>.

²⁰ Department of Conservation and Natural Resources, Commonwealth of Pennsylvania, *Natural Gas Development and State Forests. Shale Gas Leasing Statistics*, mars 2015, en ligne : <http://dcnr.state.pa.us/cs/groups/public/documents/document/dcnr_20029363.pdf>.

premier lieu, il convient de souligner que l'exploitation du gaz sur les terres publiques et privées permet à l'État de Pennsylvanie de percevoir des revenus par le biais de la vente des permis de puits qui sont délivrés par le PADEP. Le prix de vente de ces permis est prévu dans l'*Oil and Gas Act*²¹. Il varie en fonction de la profondeur du puits, du type de forage (vertical ou horizontal) et du type de ressources extraites du sous-sol (gaz conventionnel ou non conventionnel). Par exemple, à l'heure actuelle, un permis horizontal pour l'exploitation de gaz non conventionnel coûte 5000 dollars²². Le barème défini par la loi fait toutefois l'objet d'un examen tous les trois ans et peut donc régulièrement être réévalué.

Ensuite, en ce qui concerne spécifiquement les terres publiques, la Pennsylvanie bénéficie des revenus de l'exploitation gazière de deux autres façons. La première façon est par la perception des loyers qui sont versés annuellement par les entreprises gazières au titre de la location des terres publiques. Le montant de ces loyers est inscrit dans le contrat de bail et peut donc varier dans chaque cas. La seconde façon est par la perception des redevances, à proprement parler. Le montant de ces redevances est défini lors de la négociation du contrat de bail, mais un seuil minimum est garanti par la loi. En effet, le *Guaranteed Minimum Royalty Act* de 1979 prévoit qu'un minimum d'un huitième (12,5 %) de la valeur de toute ressource extraite du sous-sol d'une terre doit être versé à son propriétaire²³. Le modèle de contrat disponible sur le DCNR contient toutefois un taux plus élevé. Pour le gaz, ce taux est de \$0,35/Mcf (soit 1000 pieds cubes) ou 18 % de la valeur du gaz sur le marché, la plus élevée de ces deux valeurs s'appliquant. Le DCNR peut aussi exiger un paiement en nature et donc recevoir 18 % du gaz produit en guise de redevances.

Un régime de redevances (et de loyer pour l'usage des propriétés) existe également pour ce qui est des terres privées. Dans ce cas, la protection offerte par le *Guaranteed Minimum Royalty Act* de 1979 s'applique également. Les propriétaires de terres privées ne peuvent donc obtenir des redevances inférieures à 12,5 % de la valeur de toutes les ressources qui sont extraites de leur sous-sol. Bien que certains propriétaires aient réussi à négocier des taux plus élevés, le taux de 12,5 % est celui qui est en vigueur dans la majorité des cas. En effet, les propriétaires privées parviennent difficilement à imposer des conditions plus avantageuses lors de la signature des contrats. Ceci s'explique tant par la règle du captage, sur laquelle se fonde l'industrie pour négocier le taux de redevances le plus bas possible, que par l'asymétrie de la relation contractuelle (personne privée/entreprise). Cependant, dans les faits, de nombreux propriétaires reçoivent beaucoup moins que ce pourcentage. En effet, la loi ne définit pas précisément le terme « redevance » et cette lacune a permis à certains promoteurs d'inclure dans les baux des clauses permettant de déduire du taux de redevances les coûts de post-production (*post-production costs* ou *gathering fees*). Ces déductions correspondent aux coûts de transport ainsi qu'aux coûts de mise en marché

²¹ *Supra* note 9, *Oil and Gas Act*, chap. 78,19, « Permit Application Fee Schedule ».

²² *Ibid.*

²³ *Oil and Gas – Leases to remove or recover*, Act of July 20, 1979, P.L. 183, No. 60; §33 *Guarantee of a minimum royalties* « A lease or other such agreement conveying the right to remove or recover oil, natural gas or gas of any other designation from lessor to lessee shall not be valid if such lease does not guarantee the lessor at least one-eighth royalty of all oil, natural gas or gas of other designations removed or recovered from the subject real property ».

du gaz. Les coûts ainsi déduits sont parfois tellement importants que certains propriétaires ne touchent guère plus que quelques centaines de dollars par an, voire moins. Cette situation a donné lieu à des poursuites judiciaires pour invalider les clauses autorisant la déduction des coûts de post-production. Cependant, leur validité a été confirmée en 2010 par la Cour suprême de Pennsylvanie dans l'affaire *Kilmer v. Elexco Land Services Inc.*²⁴. La Cour a estimé que l'absence de définition du terme « redevance » permettait à l'industrie de s'appuyer sur sa propre définition et de déduire les coûts liés à l'extraction et à la production du montant des redevances devant revenir au propriétaire. Une décision ultérieure de la Cour du comté ouest de Pennsylvanie (*Western District Court*) fondée sur le précédent établi par *Kilmer* a permis d'affiner cette analyse. La décision *Pollock v. ECA*²⁵ a confirmé cette approche en précisant que les coûts assumés par le promoteur, une fois le gaz vendu à une tierce partie, n'étaient pas déductibles du taux de redevances. Si elle clarifie le mode de calcul du taux de redevances, cette décision ne permet toutefois pas d'éviter un contournement du taux minimal garanti, puisque rien n'empêche un promoteur de retarder la vente du gaz afin de pouvoir déduire un maximum de coûts de post-production.

Afin de garantir davantage de sécurité et de revenus aux propriétaires louant leurs terres, le Sénat a approuvé en janvier 2015 deux projets de loi, soit le SB 147²⁶ et le SB 148²⁷, qui visent à accorder aux propriétaires le droit d'enquêter et de contrôler les comptes des entreprises afin de s'assurer un paiement approprié, et qui prévoient également certaines dispositions pour garantir l'effectivité de ce droit. Ces deux projets lois sont actuellement à l'étude au sein du Comité des Ressources environnementales et de l'Énergie de la Chambre des représentants. Un autre projet de loi également en cours d'étude, le HB 168²⁸, vise aussi à renforcer la protection des propriétaires en s'assurant qu'ils puissent systématiquement bénéficier du taux minimum garanti par le *Minimum Guaranteed Royalty Act* de 1979.

Enfin, en 2012, une nouvelle loi en matière de fiscalité dans le domaine des activités gazières, l'*Act 13*, a été adoptée. En vertu de cette nouvelle loi, les autorités locales (comtés ou municipalités) ont été autorisées à imposer une *Unconventional Gas Well Fee*²⁹ (aussi appelée *Impact Fee*) sur tous les puits forés pour l'extraction de gaz non conventionnel sur les terres publiques et privées relevant de leur juridiction, et ce de façon rétroactive. Les puits déjà forés avant l'entrée en vigueur de cette loi sont donc concernés. La définition du montant de cette nouvelle taxe est encadrée par la loi. À titre d'indication, et

²⁴ *Kilmer v. Elexco Land Servs., Inc.*, 990 A.2d 1147, 1156 (Pa. 2010).

²⁵ *Pollock, et al. v. Energy Corporation of America*, 2 :10-CV-01553 (W.D. Pa. June 18, 2015).

²⁶ Pennsylvania General Assembly, *bill information, Regular session 2015-2016*, Senate Bill 147 en ligne : <<http://www.legis.state.pa.us/cfdocs/billInfo/billInfo.cfm?sYear=2015&slnd=0&body=S&type=B&bn=0147>>.

²⁷ Pennsylvania General Assembly, *bill information, Regular session 2015-2016*, Senate Bill 148, en ligne : <<http://www.legis.state.pa.us/cfdocs/billInfo/billInfo.cfm?sYear=2015&slnd=0&body=S&type=B&bn=0148>>.

²⁸ Pennsylvania General Assembly, *bill information, Regular session 2015-2016*, House Bill 1684, en ligne : <<http://www.legis.state.pa.us/cfdocs/billInfo/billInfo.cfm?sYear=2015&slnd=0&body=H&type=B&bn=1292>>.

²⁹ *Oil and Gas (58 PA C.S.) Omnibus Amendments, Act of Feb. 14, 2012, P.L. 87, No. 13 [Act 13]*, § 2302. *Unconventional Gas Well Fee*, (a) General rule, « The governing body of a county that has a spud unconventional gas well located within its borders may elect whether to impose a fee on unconventional gas wells that have been spud in the county ».

pour l'année 2012, un montant de 50 000 dollars par puits était exigé. Le montant de cette taxe est réindexé annuellement, en fonction du prix du gaz et de l'indice des prix à la consommation. Il varie également en fonction du nombre de puits forés au cours de l'année et du type de puits (la taxe pour les puits verticaux est 20 % moins élevée que pour les puits horizontaux³⁰). Les montants sont toutefois dégressifs afin de s'adapter au déclin rapide de la capacité productrice des puits de gaz non conventionnels. À l'heure actuelle, des *impact fees* sont en vigueur dans l'ensemble des 67 comtés de la Pennsylvanie.

3. Partage des redevances

Si l'on fait exception des montants qui sont récoltés par la vente des permis de puits (et qui sont directement versés au PADEP afin de financer intégralement les coûts d'administration du programme d'attribution des permis³¹), on peut dire que le partage des redevances issues de l'exploitation du gaz en Pennsylvanie conduit à examiner trois éléments.

En premier lieu, il faut s'intéresser au partage des redevances qui sont payées par les entreprises pour l'exploitation du gaz situé dans le sous-sol des terres publiques. Ici, ces redevances (de même que les loyers) sont intégralement versées au *Oil and Gas Lease Fund*³². Créé en 1955, ce fonds vise à financer divers programmes qui sont administrés par le DCNR (conservation et aménagement du territoire, achat de nouvelles terres, protection de l'environnement, activités récréatives). En 2009, une loi a toutefois autorisé le prélèvement annuel de 50 millions de dollars du *Oil and Gas Lease Fund* pour affectation au budget de fonctionnement du DCNR³³. L'*Act 13*, adopté en 2012, a par ailleurs autorisé un transfert annuel de 20, puis 35 millions de dollars par an de ce fonds vers un autre fond spécifiquement dédié à la protection de l'environnement, l'*Environmental Stewardship Fund*³⁴. Enfin, on mentionnera que pour l'année fiscale 2014-2015, 95 millions de dollars ont été transférés du *Oil and Gas Lease Fund* vers le Fonds général de l'État. Il est vrai que le montant du *Oil and Gas Lease Fund* a considérablement augmenté avec l'essor de l'industrie gazière. Avant 2008, les revenus générés par les redevances et les loyers se chiffraient à environ

³⁰ Act 13, Public Utility Commission, *Fee Schedule*, en ligne: <<https://www.act13-reporting.puc.pa.gov/Modules/Disbursements/FeeSchedule.aspx>>

³¹ *Supra* note 9, *Oil and Gas Act*, 58 P. S. 78,19 f).

³² *Act of December 15, 1955*, P.L. 865, No. 256 : « Requiring rents and royalties from oil and gas leases of Commonwealth land to be placed in a special fund to be used for conservation, recreation, dams, and flood control ; authorizing the Secretary of Forests and Waters to determine the need for and location of such projects and to acquire the necessary land ».

³³ *The fiscal code, omnibus amendments, act of October 9, 2009, P.L., 537, n°50*, Section 1603-E – Department of Conservation of Natural Resources, « Subject to the availability of money in the fund, up to \$50 000 000 from the fund from royalties shall be appropriated annually to the department to carry out the purposes set forth in the act [n°256]. The department shall give preference to the operation and maintenance of State parks and forests ».

³⁴ Voir le document « Oil and Gas Lease Fund, Act 256 of 1995 », en ligne : <http://www.dcnr.state.pa.us/cs/groups/public/documents/document/dcnr_017230.pdf>.

4 millions de dollars. Depuis 2008, plus de 644 millions de dollars de loyers et de redevances ont été accumulés dans le *Oil and Gas Lease Fund*³⁵.

En second lieu, il faut s'intéresser au partage des redevances qui sont payées par les entreprises pour l'exploitation du gaz situé dans le sous-sol des terres privées. Ici, on rappellera simplement que ces redevances, de même que les loyers payés pour l'occupation du sol, sont directement versées aux propriétaires. Le partage s'effectue donc sur une base strictement locale, selon les modalités prévues dans les contrats conclus entre les entreprises et les propriétaires.

Enfin, il faut aussi s'intéresser au partage des montants qui sont prélevés au titre de l'*impact fee*. Et dans ce dernier cas, on peut d'emblée souligner que l'une des particularités du système réside dans un encadrement législatif très poussé de la redistribution des fonds, mais aussi de leur usage. Cet encadrement est prévu aux sections 2314 et 2315 de la l'*Act 13*, respectivement intitulées « *Distribution fee* » et « *Statewide initiative* ». On peut en résumer le fonctionnement de la façon suivante.

Les montants prélevés au titre de l'*impact fee* sont intégralement versés dans l'*Unconventional Gas Well Fund*. Dans un premier temps, une certaine somme (environ 25,5 millions de dollars actuellement) est prélevée pour assurer le financement de différentes agences gouvernementales de la Pennsylvanie. Parmi elles, figurent notamment la *Public Utility Commission* (ci-après, la « PUC »), qui est chargée de collecter et de redistribuer l'argent du *Unconventional Gas Well Fund*, mais aussi d'en contrôler l'usage, ainsi que certaines agences agissant dans les domaines de la protection de l'environnement, des transports et de la sécurité civile³⁶. Par la suite, 60 % de l'argent disponible dans le fonds est versé aux municipalités et comtés qui possèdent des puits sur leur territoire³⁷. Le calcul des montants devant revenir à chaque entité s'effectue selon un mode de calcul prévu dans la loi. On notera qu'une certaine partie des fonds est spécifiquement réservée aux municipalités situées à proximité d'une municipalité ayant des puits sur son territoire, de même qu'à l'ensemble des municipalités situées dans un comté ayant des puits sur son territoire³⁸. Cependant, chaque municipalité ou comté ne peut recevoir une somme excédant de 50 % son budget de l'année précédente³⁹, sans doute afin d'éviter que les finances publiques ne soient placées dans un état de trop grande dépense vis-à-vis de rentes gazières. Une partie de l'argent du fonds sert aussi à alimenter le *House Affordability and Rehabilitation Enhancement Fund*⁴⁰.

³⁵ Robert Swift, « Pa. DCNR fueled with gas revenue », *The Times Tribune*, 23 août 2013, en ligne : <<http://thetimes-tribune.com/news/dcnr-fueled-with-gas-revenue-1.1542946>>.

³⁶ *Supra* note 28, *Act 13*, Section 2314, c).

³⁷ *Supra* note 28, *Act 13*, section 2314, d).

³⁸ *Supra* note 28, *Act 13*, Section 2314, d), 3).

³⁹ *Supra* note 28, *Act 13*, section 2314, e).

⁴⁰ *Supra* note 28, *Act 13*, section 2314, f).

En outre, la loi dresse une liste limitative qui énumère les différentes façons dont l'argent provenant de l'*Unconventional Gas Well Fund* peut être utilisé par les comtés et les municipalités⁴¹. En vertu de cette liste, l'argent du fonds peut notamment être utilisé pour financer le maintien des infrastructures, la protection de l'environnement et la qualité de l'eau, les services sociaux, l'administration de la justice et les services de protection civile, les mesures de réduction de taxes, ou encore, la mise en place de programmes de formation de personnel qualifié pour l'industrie des hydrocarbures. Chaque année, les comtés et municipalités sont tenus de rapporter à la PUC des informations sur les montants reçus de l'*Unconventional Gas Well Fund* et leur usage⁴².

Enfin, les 40 % restants dans l'*Unconventional Gas Well Fund* sont versés dans un autre fonds, le *Marcellus Legacy Fund*, qui est destiné à financer des projets sur l'ensemble du territoire de la Pennsylvanie⁴³. La PUC attribue les fonds selon la répartition prévue par la loi : 20 % pour la *Commonwealth Financing Authority* (afin de subventionner la décontamination et la réhabilitation des mines et des puits abandonnés) ; 10 % pour le *Environmental Stewardship Fund* ; 25 % pour *Highway Bridge Improvement Restricted Account* ; 25 % pour les projets relatifs à la gestion de l'eau et de égouts ; 15 % pour l'acquisition, le développement et la réhabilitation des espaces récréatifs ; 5 % pour le *Hazardous Sites Cleanup Fund*⁴⁴.

4. Conclusions

Au terme de cette étude, trois conclusions peuvent être dégagées. La première d'entre elles est qu'en ce qui concerne les terres privées, le partage des redevances s'effectue localement (donc de manière décentralisée, pour ne pas dire éclatée), sur une base individuelle et d'une façon qui permet de savoir très précisément à quelles personnes (et non à quelles communautés) profite l'argent des redevances.

Si le système a peut-être l'avantage de sa simplicité (absence d'intervention de l'autorité publique, recours à la technique contractuelle), à trois égards, au moins, il semble problématique. D'abord, le système fait en sorte que seuls les propriétaires bénéficiant d'un terrain riche en hydrocarbures peuvent profiter des redevances liées à l'exploitation des hydrocarbures. Ensuite, le système conduit à accorder une place prépondérante à la relation contractuelle (elle détermine la possibilité de percevoir des redevances ainsi que leur montant), alors même que cette relation est marquée par une profonde asymétrie des parties. Enfin, le système ne permet pas de compenser les personnes qui vivent à proximité des puits pour les dommages qu'elles peuvent subir du fait des activités extractives. En définitive, cette assise très locale de la redistribution des redevances apparaît surtout être la conséquence du principe juridique de l'indivisibilité du sol et du sous-sol, qui ne peut conduire qu'à une territorialisation extrêmement poussée du régime des

⁴¹ *Supra* note 28, *Act 13*, Section 2314, g).

⁴² *Supra* note 28, *Act 13*, section 2413, h), 2).

⁴³ *Supra* note 28, *Act 13*, section 2315, a).

⁴⁴ *Supra* note 28, *Act 13*, section 2315, a) 1) à 5).

redevances et de leur redistribution. On ajoutera encore que l'asymétrie des parties au contrat, amplifiée par l'intervention minimale de l'autorité publique dans la relation contractuelle, ne tend pas à favoriser une juste redistribution des bénéfices des activités gazières entre les entreprises et les particuliers.

La deuxième conclusion qui se dégage de cette étude est qu'en ce qui concerne les terres publiques, l'argent des redevances ne fait pas l'objet d'une redistribution immédiate auprès de la population. On rappellera en effet que cet argent est intégralement versé au *Oil and Gas Lease Fund*, et que ce fonds sert à financer des programmes et des institutions publiques (comme le DCNR), ou encore le budget de l'État. Ce faisant, on peut dire que le partage et la redistribution de l'argent des redevances liées à l'exploitation du gaz sur les terres publiques s'effectuent de façon indirecte, par la médiation de la dépense publique. Il demeure en revanche possible d'identifier précisément à qui et à quoi l'argent provenant des redevances est affecté (par ex : fonctionnement du DCNR, financement de programmes de protection de l'environnement). Cela dit, ce n'est pas toujours le cas puisqu'une partie des montants du *Oil and Gas Lease Fund* se retrouve affectée au budget de la Pennsylvanie et se « perd » donc à cette occasion avec les autres sources de revenus de cet État.

La troisième conclusion est qu'en ce qui concerne l'*impact fee*, la redistribution des fonds et les modalités de leur usage font l'objet d'un encadrement législatif très marqué, qui permet de savoir précisément à qui et à quoi sert l'argent qui est prélevé au titre de cette mesure fiscale. Certes, il ne s'agit pas ici à proprement parler de redevances, puisque l'assise de la taxe repose sur l'existence des puits et non sur le volume de gaz extrait du sous-sol. On notera d'ailleurs que, contrairement à de nombreux États américains, la Pennsylvanie ne dispose pas de *severance tax* (taxe calculée sur la base du volume de ressources extraites du sous-sol). Cependant, l'*impact fee* génère d'importantes retombées positives pour la collectivité (et les collectivités locales) et son étude démontre que la redistribution des redevances liées à l'exploitation des hydrocarbures n'est pas l'unique avenue pour opérer un partage des bénéfices liés à cette exploitation. En outre, il faut ajouter que l'*impact fee* permet de tempérer les effets d'une redistribution des redevances, au moins pour ce qui est de celle provenant des terres privées, très localisées et, partant, parfois inéquitable (on peut penser aux propriétaires des terrains adjacents aux terres sur lesquelles ont lieu des activités gazières).

Enfin, pour terminer cette étude, on abordera un dernier point pour évoquer la question du long terme. Si dans le cas des terres privées, cette question relève bien évidemment de choix individuels sur lesquels l'autorité publique n'a que peu d'emprise, il en va, en revanche, différemment pour ce qui est des terres publiques et de la gestion des fonds récoltés par le biais de l'*impact fee*. Or, on constate que les montants du *Unconventional Gas Well Fund* et du *Marcellus Legacy Fund* ont vocation à être intégralement utilisés à chaque année et que le *Oil and Gas Lease Fund* ne paraît pas être destiné à faire fructifier un capital sur le long terme. Au regard de ces éléments, cette situation pourrait s'avérer problématique, puisque la dépendance des finances publiques à l'argent de l'exploitation du gaz qui s'instaure progressivement n'est pas compensée par la mise en place de mécanismes permettant de préparer l'ère de l'« après-gaz naturel », une fois que cette ressource sera épuisée.

5. Bibliographie

Législation

Lois provinciales

Conservation and Natural Resources Act, Act 18 of 1995 (“CNRA”) Act of June 28, 1995, P.L. 89, No. 18

Establishing the Oil and Gas Lease Fund, Act of December 15, 1955, P.L. 865, No. 256 62.

Oil and Gas – Leases to remove or recover, Act of July 20, 1979, P.L. 183, No. 60, §33, Guarantee of a minimum royalties.

Oil and Gas Conservation Law, 58 P.S. § 401.1 et seq.

Oil and Gas (58 PA C.S.) Omnibus Amendments, Act of Feb. 14, 2012, P.L. 87, No. 13 [Act 13] devenu *house bill n°1950*, session of July 2011.

Jurisprudence

Kilmer v. Elexco Land Servs., Inc., 990 A.2d 1147, 1156 (Pa. 2010).

Pollock, et al. v. Energy Corporation of America, 2 :10-CV-01553 (W.D. Pa. June 18, 2015).

Doctrine

Articles

Barbara Miller, « Natural gas impact fee revenue total \$225 million for 2013, Gov. Corbett says », *Penn Live*, 3 juin 2014.

Laura Legere, « Gov. Wolf bans new leases for drilling on state land », *Pittsburg Post-Gazette*, 30 janvier 2015.

Pennsylvania Economy League of Southwestern Pennsylvania, *The Economic Impact of the Oil and gas industry in Pennsylvania*, 2008, ii.

Pennsylvania Independent Oil & Gas Association, « The Marcellus Shale: Pennsylvania’s Home-Grown Energy Source ».

Sources gouvernementales

Departement of Conservation and Natural Resources, *Oil and Gas Lease for State and Forest Lands*, en ligne : <http://www.dcnr.state.pa.us/cs/groups/public/documents/document/dcnr_008504.pdf>.

Pennsylvania, Department of environmental protection [DEP], *Landowners and Oil and Gas Leases in Pennsylvania*, « Answers to questions frequently asked by landowners about oil and gas leases and drilling ».

Commonwealth of Pennsylvania, *Governor’s Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 July 2011. 137 p.

Autres sources

Switchboard, *Natural Resources Defense Council Staff Blog*, en ligne : <<http://switchboard.nrdc.org>>
Site internet du DCNR, en ligne :< <http://www.dcnr.state.pa.us>>.

Site internet du *Pennsylvania Department of Environmental Protection*, en ligne :
<http://www.depweb.state.pa.us/portal/server.pt/community/dep_home/5968>.

Site internet de l'Energy Information Administration, en ligne : <<http://www.eia.gov>>.

NORVÈGE

1. Contexte et cadre juridique général

Une particularité du régime norvégien réside dans l'absence d'un système de redevances conventionnelles applicable aux revenus provenant de l'exploitation des hydrocarbures. Les autorités nationales y ont préféré l'implantation d'une taxe spécifique pour l'industrie. En outre, l'État agit à titre de propriétaire des ressources pétrolières et gazières et fait preuve d'une présence importante dans le processus d'exploitation. Celle-ci se concrétise principalement par la mise en place du régime d'intérêts directs de l'État ainsi que par une implication à titre de propriétaire majoritaire du capital-actions de la société Statoil.

À l'instar de la fédération canadienne, la Norvège est une monarchie constitutionnelle. Ainsi, bien que le pouvoir exécutif soit juridiquement dévolu au souverain¹, celui-ci est exercé par le cabinet, conformément aux conventions constitutionnelles en vigueur. Ce dernier est composé de membres provenant du parti majoritairement élu au sein du *Storting* (le Parlement norvégien)². Notons que contrairement au Canada, la Norvège est un État unitaire et l'entière responsabilité du pouvoir législatif repose par conséquent entre les mains de cette institution³. Enfin, bien que des niveaux locaux et régionaux de gouvernance aient été établis par les autorités centrales, ceux-ci ne sont pas directement concernés par l'exploitation des hydrocarbures. En effet, ces activités sont situées en pleine mer, au sein du plateau continental norvégien, et donc hors de la juridiction des gouvernements locaux⁴.

L'économie de la Norvège est manifestement liée à l'exploitation des hydrocarbures. Selon les données de la Direction norvégienne du Pétrole (*Norwegian Petroleum Directorate*) et du ministère norvégien du Pétrole et de l'Énergie, la Norvège était, en 2013, le 17^e producteur mondial de pétrole et le 7^e producteur mondial de gaz naturel⁵. Pour la seule année 2014, les exportations d'hydrocarbures représentaient 550 milliards de couronnes norvégiennes, soit 46 % des exportations totales du pays. La Norvège occupait également le 3^e rang parmi les exportateurs mondiaux de gaz naturel. Cette distribution

¹ Constitution du 17 mai 1814, art. 3.

² *Constitution du 17 mai 1814*, art. 49. Voir aussi : Finn Arnesen, Ulf Hammer, Per Håkon Høisveen et al., « Energy law in Norway », dans Martha Roggenkamp, Catherine Redgwell, Iñigo Del Guayo et al., dir., *Energy law in Europe. National, EU, and International Regulation*, 2^e éd., Oxford, Oxford University Press, 2007, 881, au para 12.14, à la p 884 [Arnesen, Hammer, Høisveen et al.]. Notons que le *Storting* n'est composé que d'une chambre, contrairement au Parlement canadien qui lui, se compose de la Chambre des communes et du Sénat.

³ *Constitution du 17 mai 1814*, art. 75.

⁴ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.14 à 12.16, à la p 884.

⁵ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Energy Markets*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/economy/energy-market/>>.

couvrait environ 20 % des besoins du continent européen⁶. En outre, environ 240 000 emplois sont directement ou indirectement reliés à cette industrie. Ce nombre correspond à 9 % des emplois du marché national⁷.

La prise de conscience du potentiel de la Norvège en tant que producteur de pétrole et de gaz naturel a eu lieu au cours des années soixante. En octobre 1962, la société Phillips Petroleum demanda à l'administration norvégienne, moyennant le paiement d'une somme mensuel de 160 000 dollars américains, d'obtenir les droits exclusifs pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans la mer du nord. À l'époque, aucune découverte majeure n'avait été réalisée et le potentiel de ce secteur était encore inconnu. Les autorités norvégiennes refusèrent cette offre et entamèrent un processus de réflexion menant à la mise en place du système actuel. Elles attribuèrent néanmoins 22 permis d'exploration et d'exploitation au cours de l'année 1965, ce qui mena, en 1969, à la localisation du premier gisement d'importance, connu sous le nom Ekofisk. Cet événement fut suivi par plusieurs autres découvertes de premier plan, dont notamment celles des gisements Statfjord, Oseberg, Gullfaks et Troll⁸. À la fin de l'année 2014, plus de cinq décennies après l'offre initiale de la société Phillips Petroleum, 78 gisements étaient en production et 11 en développement⁹.

Selon les estimations de la Direction norvégienne du Pétrole en date du 31 décembre 2014, l'ensemble des ressources gazières et pétrolières connues et inconnues présentes dans le plateau continental norvégien serait de l'ordre de 14.1 milliards de mètres cubes standard d'équivalent pétrole (Sm3 e.p.). De ce chiffre, 45 %, soit 6,4 milliards Sm3 e.p., auraient été exploités. L'organisme estime également à 7,7 milliards Sm3 e.p. les ressources non exploitées, dont seuls 4,9 milliards Sm3 e.p. sont découverts¹⁰.

Le système norvégien de gestion des hydrocarbures est souvent cité comme un modèle de bonne gouvernance¹¹. Dès le début des explorations de gisements de pétrole et de gaz naturel sur le plateau

⁶ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Exports of oil and gas*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/economy/exports-norwegian-oil-and-gas/>>.

⁷ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Employment in the petroleum industry*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/economy/employment-petroleum-sector/>>.

⁸ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Norway's Petroleum History*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/>> [*Norway's Petroleum History*].

⁹ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Fields*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/production/field/>>.

¹⁰ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Resource base on the norwegian shelf*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/petroleum-resources/resource-base-norwegian-shelf/>>.

¹¹ Ce modèle a notamment inspiré des réformes au Nigéria et a été étudié par les autorités mexicaines. Voir, à ce sujet : Mark C. Thurber et Benedicte Tangen Istad, « Norway's evolving champion : Statoil and the politics of state enterprise », dans David G. Victor, David R. Hulst et Mark C. Thurber, dir, *Oil and Governance. State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge, Cambridge University Press, 2012, 599, à la p 599 [Thurber et Istad].

continental, l'appareil étatique a su réagir afin de s'assurer que la société en bénéficie¹². Ainsi, le décret royal du 31 mai 1963 proclama la souveraineté de l'État sur ces dernières et, dès la fin de l'année 1965, des ententes étaient conclues avec les nations voisines du Royaume-Uni et du Danemark dans le but de délimiter l'étendue de leur souveraineté respective¹³. De plus, le *Storting* adopta dès 1963 une loi assurant les droits de la nation sur ses ressources et sur leur gestion¹⁴. Rapidement, l'administration publique norvégienne développa la réglementation applicable à la délivrance de permis d'exploration, d'exploitation et de transport nécessaire à la bonne conduite des activités¹⁵. L'approche retenue a permis de concilier la viabilité économique de la production et une utilisation des ressources bénéfique pour la société¹⁶ tout en s'assurant d'un impact négatif limité sur les autres secteurs de l'économie nationale.

La mainmise de l'État sur cette industrie se manifesta en grande partie par la mise en place de son système de permis. Les modalités d'émission furent initialement implantées par le biais d'un décret royal en date du 9 avril 1965¹⁷ adopté en application de l'article 3 de la loi de 1963¹⁸. Contrairement à l'état actuel du droit, les permis émis suivant ce décret accordaient à la fois les droits d'exploration et d'exploitation aux sociétés détentrices¹⁹. Les conditions d'attribution furent rapidement resserrées par le biais du décret royal du 8 décembre 1972²⁰ et c'est en 1985 que le *Storting* adopta une loi régissant de manière spécifique l'émission des droits d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures produit dans la mer du nord²¹. Cette loi fut remplacée en 1996 par le *Petroleum Act*²², laquelle régit actuellement cette matière²³.

¹² Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2, au para 12.21, à la p 886 ; Thurber et Istad, *supra* note 11 à la p 614.

¹³ Alexander Kemp, *Petroleum Rent Collection around the World*, Halifax, Institut de recherches politiques, 1987, à la p 34 [Kemp] ; Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.21, à la p 886.

¹⁴ *Act n° 12 of 21 June 1963 relating to exploration for and exploitation of submarine natural resources*. Les droits de l'État norvégien dans les hydrocarbures se trouvant dans le plateau continental sont aujourd'hui reconnus dans une loi adoptée en 1996 : *Act n° 72 of 29 November 1996 relating to petroleum activities*, art. 1-1 [*Petroleum Act*]. Voir également : Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.22, à la p 886. La loi de 1963 est toujours en vigueur, mais elle ne vise plus les hydrocarbures. Voir : *Act n° 12 of 21 June 1963 relating to scientific research and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources*.

¹⁵ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2, aux para 12.23-12.25, à la p 886.

¹⁶ Le *Petroleum Act* assujettit ces activités au principe de développement durable aux termes de son article 1-2 : "Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard the resource management shall provide revenues to the country and shall contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities." [Nous soulignons].

¹⁷ *Royal Decree of 9 April 1965 relating to exploration for and exploitation of petroleum*.

¹⁸ *Act n° 12 of 21 June 1963 relating to exploration for and exploitation of submarine natural resources*.

¹⁹ *Norway's Petroleum History*, *supra* note 8.

²⁰ *Royal Decree of 8 December 1972 relating to exploration for and exploitation of petroleum*.

²¹ *Act n° 11 of 22 March 1985 relating to petroleum activities*.

²² *Petroleum Act*.

²³ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.25 à 12.26, aux p 886-887. Cette loi ne s'applique pas à l'archipel de Svalbard, laquelle est située au nord du continent. Voir : *Petroleum Act*, art. 1-4.

D'emblée, le *Petroleum Act* pose le principe de la propriété exclusive de l'État sur les ressources pétrolières et gazières²⁴ présentes dans le plateau continental norvégien. Ce faisant, l'État se voit attribuer les droits exclusifs sur la gestion de ces ressources²⁵. À cet égard, le *Storting* jugea bon d'inscrire dans la loi que cette dernière doit être exercée dans une perspective de long terme, et ce, au bénéfice de la population norvégienne. D'autres principes doivent également guider les autorités dans leurs décisions, soit notamment l'emploi, l'environnement et l'industrie nationale²⁶. Ces conditions sont complétées par l'article 4-1 du *Petroleum Act*, lequel requiert que la production soit entreprise de manière à assurer la maximisation de l'exploitation, et ce, même si cela peut avoir pour effet d'augmenter la période au cours de laquelle l'entreprise sera en œuvre. En effet, dans certaines circonstances, une production plus rapide pourrait être plus rentable pour les entreprises, mais cette approche pourrait par le fait même réduire la quantité totale d'hydrocarbure susceptible être extraite au cours de la durée de vie utile du gisement²⁷. Pour s'assurer du respect de cette disposition, le ministère du Pétrole et de l'Énergie a le pouvoir, aux termes de l'article 4-2 de la loi, d'exiger les modifications qu'elles jugent nécessaires au plan de développement et de production. L'approbation préalable de ce dernier est requise afin de permettre le début des activités.

Concrètement, l'administration étatique est répartie entre deux organismes. D'une part, le ministère du Pétrole et de l'Énergie chapeaute l'ensemble des actions de l'État et est responsable de l'application du *Petroleum Act*. C'est notamment ce ministère qui est responsable de l'émission des permis et de l'imposition des conditions s'y rattachant. D'autre part, des tâches requérant une expertise pointue sont dévolues à la Direction norvégienne du Pétrole, laquelle relève directement du ministère²⁸. Le *Petroleum Act* régit l'exploration et l'exploitation des ressources, de même que leur transport, leur utilisation, ainsi que la planification et la fin des activités²⁹. La loi précise également que l'État pourrait lui-même procéder à l'exploitation des ressources présentes sur le plateau continental, et ce, sans se préoccuper de l'obtention des autorisations requises aux fins de la loi³⁰.

L'émission des permis d'exploration est assujettie aux articles 2-1 et 2-2 du *Petroleum Act*. Suivant ces dispositions, le Ministère du Pétrole et de l'Énergie peut émettre ce type de permis à une personne

²⁴ L'article 1-6 du *Petroleum Act* propose une définition du terme « petroleum » englobant à la fois le pétrole et le gaz naturel : "all liquid and gaseous hydrocarbons existing in their natural state in the subsoil, as well as other substances produced in association with such hydrocarbons."

²⁵ *Petroleum Act*, art. 1-1 et 1-4.

²⁶ Ces principes sont posés par l'article 1-2 du *Petroleum Act*, lequel se libelle ainsi: "Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard the resource management shall provide revenues to the country and shall contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities." [Nous soulignons].

²⁷ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.83, aux pp. 900-901.

²⁸ *Ibid.* aux paras 12.30 et 12.31, à la p 888.

²⁹ *Petroleum Act*, art. 1-5, al. c).

³⁰ *Petroleum Act*, art. 1-3.

morale ou à une personne physique. Cependant, en pratique, seules des personnes morales ont la capacité de prendre part à cette industrie.

L'octroi des autorisations d'exploration est traité séparément de l'octroi des autorisations d'exploitation. Ainsi, une société ayant découvert la présence d'un gisement ne détient aucun droit sur son exploitation du seul fait de sa découverte. L'État n'est pas lié à cette dernière lors de l'attribution des droits d'exploitation et est libre de poser les conditions qu'il entend aux sociétés désireuses d'entreprendre cette entreprise. Toutefois, la loi autorise le ministère à concéder des droits d'exploitation lors de l'émission de permis d'exploration. Il s'agit d'un pouvoir discrétionnaire considérable puisque son utilisation a pour effet de faire tomber le cloisonnement légal imposé entre ces deux droits. Enfin, en l'absence d'une décision contraire, un permis d'exploitation est délivré pour trois ans. Celui-ci doit impérativement spécifier la zone pouvant faire l'objet d'une étude par son titulaire.

À la suite de la découverte de gisements d'intérêt, une évaluation doit être conduite afin de déterminer la viabilité de son exploitation de même que les impacts potentiels de cette activité³¹. Les zones jugées aptes à la production sont ensuite ouvertes au dépôt de soumissions de la part de l'industrie³². Lors de l'attribution des permis, pouvoir dévolu au Roi en conseil (le cabinet) aux termes de la loi, les autorités ont pour politique de former des groupes de sociétés parmi celles ayant soumis une application. Ce faisant, elles accordent à chacune des sociétés membres d'un groupe une part dans l'exploitation³³ et posent la coopération entre celles-ci comme condition d'obtention³⁴. Afin d'assurer la bonne gestion des opérations, le ministère désignera parmi les sociétés choisies, celle qui sera chargée des opérations³⁵. Un permis de production doit impérativement prévoir la zone qu'il vise³⁶.

Par ailleurs, la loi dispose que ce permis donne le droit de forer et de produire les hydrocarbures. Ce sera lors de l'extraction de ces ressources que le transfert de propriété entre l'État et les producteurs aura lieu³⁷. L'octroi de ces droits est d'une durée de 10 ans. Celle-ci peut faire l'objet d'une extension et des

³¹ *Petroleum Act*, art. 3-1.

³² *Petroleum Act*, art. 3-5.

³³ Ce faisant, elle désigne la société chargée des opérations. Voir : *Petroleum Act*, art. 3-7.

³⁴ *Petroleum Act*, art. 3-3. Voir également : Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.39, à la p 890.

³⁵ *Petroleum Act*, art. 3-7.

³⁶ *Petroleum Act*, art. 3-2 et 3-3.

³⁷ *Petroleum Act*, art. 3-3.

conditions spécifiques peuvent être imposées³⁸. Enfin, un permis d'exploitation prévoit le paiement de « redevances superficielles »³⁹ (*area fee*)⁴⁰.

Malgré l'attribution de ce permis, le début des opérations est subordonné à l'approbation d'un plan de développement et de production par le Ministère du Pétrole et de l'Énergie et aucun investissement d'importance ne doit être fait avant que celle-ci ne soit octroyée, sauf autorisation préalable ministère⁴¹. De cette manière, les autorités maintiennent le contrôle sur l'ensemble du processus⁴². Lors de cette étape, l'appliquant doit détailler les aspects économiques, techniques, commerciaux et environnementaux de même que les caractéristiques propres aux ressources à être exploitées et à la sécurité. Le plan doit aussi prévoir le transport, la fin de l'exploitation et le retrait des installations. Des modalités différentes peuvent toutefois être appliquées sur approbation du ministère.

Enfin, la mise en place des installations requises pour l'exploitation et le transport nécessite l'obtention d'un permis distinct⁴³. Les installations pourront néanmoins avoir été préalablement autorisées aux termes de l'acceptation du plan de développement et de production. En pratique, les autorités norvégiennes délivreront ce type de permis aux mêmes sociétés auxquelles elles ont délivré un permis de production. Cette manière de procéder assure le maintien d'un tarif bas pour le transport des matières premières puisque celles-ci ont tout avantage à conserver un coût de production peu élevé⁴⁴. En outre, si cette manière de procéder n'était pas suivie et qu'un producteur faisait face à des tarifs importants, le *Petroleum Act* autorise le gouvernement à imposer lui-même des tarifs⁴⁵. Enfin, l'article 4-8 du *Petroleum Act* donne le pouvoir au ministère de permettre l'utilisation des installations déjà présentes par les nouveaux producteurs.

Dans le but d'affirmer sa présence dans le processus de production, l'État norvégien a constitué en 1972 une société d'État dont l'ensemble du capital-actions est la propriété du gouvernement⁴⁶. Celle-ci, connue sous le nom de Statoil, a comme mission de participer à l'ensemble des projets d'exploitation

³⁸ *Petroleum Act*, art. 3-9. L'article 3-9 permet ainsi une extension allant jusqu'à 30 ou 50 ans si le détenteur du permis a rempli les obligations lui ayant été imposées lors de son émission, dont notamment celles découlant de l'utilisation de l'article 3-8. Par ailleurs, l'article 3-9 *in fine* autorise l'octroi d'extensions supplémentaires si les circonstances le permettent.

³⁹ Cette expression empruntée à Gilles Darmois, *Le partage de la rente pétrolière. État des lieux et bonnes pratiques*, Paris, Éditions Technip, 2013, à la p 121.

⁴⁰ *Petroleum Act*, art. 4-10.

⁴¹ *Petroleum Act*, art. 4-2.

⁴² Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.40, à la p 890.

⁴³ *Petroleum Act*, art. 4-3.

⁴⁴ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.40, à la p 890.

⁴⁵ *Petroleum Act*, art. 4-8.

⁴⁶ Pöyry management consulting (Norway) as (Econ Pöyry), Frian Aarsnes et Petter Lindgren, *Fossil Fuels – At what Cost? Government support for upstream oil and gas in Norway*, Genève, Institut international du développement durable, 2012, en ligne : <https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_norway.pdf>, à la p 26 [Aarsnes et Lindgren].

pétrolière et gazière sur le plateau continental. Pour ce faire, les autorités gouvernementales lui ont attribué, dès le troisième tour d'émission des permis en 1974, un minimum de 50% des parts dans les projets d'exploitation⁴⁷. Cette formule a été modifiée le 1^{er} janvier 1985. Bien que Statoil demeure un acteur majeur, une importante partie des parts qui lui étaient auparavant transmises est maintenant attribuée directement à l'État sous le régime des intérêts financiers directs de l'État (*State Direct Financial Interest* [SDFI]) et alimentant un fonds de pension gouvernemental⁴⁸. L'administration du SDFI a été confiée à Statoil jusqu'en 2001⁴⁹, après quoi elle fut transférée à Petoro, une nouvelle société d'État non opérante⁵⁰. Quant à Statoil, elle fut partiellement privatisée la même année⁵¹ et fusionna avec la division des hydrocarbures de la société Norsk Hydro en octobre 2007, l'autre grand acteur présent sur le marché national, dans le but d'augmenter sa présence sur la scène internationale⁵². En 2012, cette nouvelle entité était propriétaire de 80% des droits d'exploitation des hydrocarbures présents dans le plateau continental norvégien⁵³. Aujourd'hui, Statoil est traitée par l'administration publique norvégienne comme n'importe quelle autre société et ne fait, en conséquence, plus partie de tous les projets. La participation de l'État repose désormais principalement sur le régime du SDFI⁵⁴.

2. Régime juridique des redevances

L'État norvégien a recours à plusieurs mécanismes afin de percevoir sa part des revenus provenant de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières. Le régime de redevances conventionnelles n'est plus utilisé depuis le 1^{er} janvier 1986 par les autorités. Ainsi, seuls les permis attribués avant cette date sont susceptibles de donner ouverture au paiement de frais de production (*royalty*)⁵⁵. Il en ressort que l'analyse de l'expérience norvégienne ne doit pas se limiter à ce mode de perception de la rente pétrolière, mais doit

⁴⁷ Kemp, *supra* note 13, à la p 39 ; Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.48, à la p 892 ; Thurber et Istad, *supra* note 11 à la p 607-608.

⁴⁸ *Petroleum Act*, art. 3-6 et 11-1. Voir : *infra*, section 3.

⁴⁹ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.49, aux pp. 892-893.

⁵⁰ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *The Government's Revenues*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/>> [*The Government's Revenues*] ; Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 aux para 12.51-12.52, à la p 893 ; Aarsnes et Lindgren, *supra* note 46 aux pp. 24 et 26 ; Thurber et Istad, *supra* note 11 à la p 623.

⁵¹ *The Government's Revenues*, *supra* note 50 ; Aarsnes et Lindgren, *supra* note 46 à la p 24.

⁵² Statoil est fortement présente à l'international depuis le début des années 1990. En 2012, ses intérêts se retrouvaient notamment en Angola et en Azerbaïdjan, ainsi qu'en Algérie, au Canada, dans le golfe du Mexique et au Venezuela. Voir, à ce sujet : Thurber et Istad, *supra* note 11 aux pp. 599, 610 et 622.

⁵³ *Ibid.* aux pp. 603 et 642. Voir aussi : Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.378, à la p 970.

⁵⁴ Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.50, à la p 893.

⁵⁵ *Petroleum Act*, art. 4-9 ; *Regulations to Act relating to petroleum activities* (Royal Decree of 27 June 1997) [*Regulations to Act relating to petroleum activities*], art. 31 ; Kemp, *supra* note 13 à la p 37 ; Nina Bjerkedal et Torgeir Johnsen, « The Petroleum Tax System Revisited », dans Solveig Glomsrød et Petter Osmundsen, dir, *Petroleum Industry Regulation within Stable States*, Burlington, Ashgate Publishing, 2005, 157, à la p 160 [Bjerkedal et Johnsen] ; Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.104, à la p 904.

plutôt porter sur l'ensemble des revenus de l'État provenant de cette industrie. Aujourd'hui, les revenus de l'État peuvent être regroupés en trois grandes catégories: les revenus provenant de la taxation des sociétés et des activités liées aux hydrocarbures, les revenus provenant des redevances versées par la société Statoil et les intérêts financiers directs de l'État administré par la société Petoro et, enfin, les revenus provenant des redevances superficielles et les taxes environnementales.

Toutes les sociétés par actions participant à l'exploitation des hydrocarbures sur le plateau continental norvégien sont assujetties au taux d'imposition applicable aux autres secteurs économiques. Ce faisant, une taxe de 27 % est applicable à leurs revenus. L'État a également assujetti les activités pétrolières et gazières à une taxe spéciale de 51 % avec l'adoption du *Petroleum Taxation Act*⁶⁶. Ces deux taxes sont traitées séparément⁵⁷. En 2014, la perception combinée de la taxe sur les sociétés et de la taxe spéciale sur les hydrocarbures représentait 170 milliards de couronnes norvégiennes⁵⁸.

La taxe spéciale s'applique sur le revenu net découlant de l'exploration, de l'exploitation et au transport des hydrocarbures situés sur le plateau continental⁵⁹. Le calcul du revenu taxable en application du *Petroleum Taxation Act* est assujetti à l'établissement d'un prix déterminé par les autorités norvégiennes⁶⁰. Celui-ci doit faire l'objet d'une réévaluation quatre fois par an, à moins que des circonstances particulières ne justifient une dérogation à cette règle⁶¹. En pratique, une Commission spéciale (*Petroleum Price Board*) a été mise en place afin de déterminer ce prix⁶². L'article 4 de la loi prévoit que le montant choisi par les autorités doit correspondre à celui qui aurait été déterminé aux termes de négociations entre des parties indépendantes œuvrant au sein d'un marché libre⁶³. Cette méthode évite au gouvernement d'avoir à vérifier si les transactions faites par les membres de l'industrie sont sous-évaluées dans le but d'obtenir une taxation plus faible⁶⁴. Notons toutefois qu'à l'heure actuelle, aucun prix normé n'est déterminé pour le gaz naturel, bien que le droit le permette⁶⁵.

En outre, le revenu taxable en application du *Petroleum Taxation Act* est déduit par deux mesures permettant de prendre en considération la dépréciation des équipements. D'une part, l'article 3, al. b)

⁵⁶ *Act n° 35 of 13 June 1975 relating to the Taxation of Subsea Petroleum Deposits* [Petroleum Taxation Act]. L'article 5 du *Petroleum Tax Act* dispose que ce taux est décidé à chaque année par le parlement norvégien (Storting). Voir aussi : *The Government's Revenues*, supra note 50.

⁵⁷ Bjerkedal et Johnsen, supra note 55 à la p 165.

⁵⁸ *The Government's Revenues*, supra note 50.

⁵⁹ *Petroleum Taxation Act*, art. 1 et 3.

⁶⁰ *Petroleum Taxation Act*, art. 3, al. a) et 4 ; *Regulations relating to norm price fixing* (Royal Decree of 25 June 1976) [*Regulations relating to norm price fixing*].

⁶¹ *Regulations relating to norm price fixing*, art. 3.

⁶² *Regulations relating to norm price fixing*, art. 4 ; Bjerkedal et Johnsen, supra note 55 à la p 159.

⁶³ Voir aussi : *Regulations relating to norm price fixing*, art. 2.

⁶⁴ Bjerkedal et Johnsen, supra note 55 à la p 159.

⁶⁵ *Petroleum Taxation Act*, art. 4 ; Arnesen, Hammer, Høisveen et al., supra note 2 au para 12.107, à la p 905.

autorise la déduction annuelle de 16^{2/3} %⁶⁶ de leur valeur, sur une durée de 6 ans, l'année de référence étant celle où l'investissement a été fait par la société imposée⁶⁷. D'autre part, l'article 5 permet une seconde déduction annuelle de 5,5 % sur le coût de ces équipements. Celle-ci peut être utilisée sur une période de 4 ans. Au final, le *Petroleum Taxation Act* autorise une déduction potentielle de 22^{1/6} %⁶⁸. Enfin, les pertes encourues peuvent être utilisées indéfiniment dans le calcul du revenu des années subséquentes.

Par ailleurs, l'État norvégien est actuellement propriétaire de 67 % du capital-actions de Statoil, ce qui lui permet de percevoir des dividendes de cette société. En 2014, cette source de revenus représentait 22,6 milliards de couronnes norvégiennes⁶⁹. Par ailleurs, il détient également des intérêts directs dans l'exploitation des hydrocarbures, lesquels sont gérés par la société Petoro. Pour l'année fiscale 2014, ceux-ci représentaient 113 milliards de couronnes norvégiennes⁷⁰.

Le *Petroleum Act* prévoit également la perception de redevances superficielles (*area fee*) calculées annuellement sur la superficie totale visée par le permis⁷¹. Ces frais ne prennent pas en considération le volume produit. Le but cette mesure est d'inciter les titulaires de droits de production à exploiter de manière optimale les zones qui leur sont attribuées⁷². En 2014, ces frais représentaient 1,5 milliard de couronnes norvégiennes⁷³. En outre, les autorités ont établi une taxe sur l'émission de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la combustion d'hydrocarbures lors de l'exploitation du plateau continental⁷⁴ ainsi qu'une taxe sur les émissions de dioxyde d'azote (NO_x)⁷⁵. En 2014, la perception de la taxe carbone représentait 4,5 milliards de couronnes norvégiennes⁷⁶.

3. Partage des redevances

Le droit norvégien ne prévoit pas de régime spécifique de redistribution des redevances pour les communautés locales et régionales. La seule mesure s'y apparentant est le système de compensation

⁶⁶ L'alinéa b) prévoit une déduction pouvant atteindre 33 ^{1/3} % pour certains projets.

⁶⁷ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *The Petroleum Tax System*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/framework/petroleum-tax/>>.

⁶⁸ Bjerkedal et Johnsen, *supra* note 55 à la p 159.

⁶⁹ *The Government's Revenues*, *supra* note 50.

⁷⁰ *Ibid.*

⁷¹ *Petroleum Act*, art. 4-10 ; *Regulations to Act relating to petroleum activities* (Royal Decree of 27 June 1997), art. 39.

⁷² Arnesen, Hammer, Høisveen et al., *supra* note 2 au para 12.103, à la p 904.

⁷³ *The Government's Revenues*, *supra* note 50.

⁷⁴ *Act n° 72 of 21 December 1990 relating to tax on discharge of CO₂ in the petroleum activities on the continental shelf ; Regulations relating to measurement of petroleum for fiscal purposes and for calculating of CO₂-tax* (Stipulated 1 November 2001).

⁷⁵ Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Climate and Environment*, en ligne : Norwegian Petroleum <<http://www.norskpetroleum.no/en/framework/climate-and-environment/>>.

⁷⁶ *The Government's Revenues*, *supra* note 50.

prévu par *Petroleum Act* au profit des pêcheurs subissant les contrecoups économiques de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières⁷⁷. Le montant attribué est déterminé par une commission à laquelle font notamment partie des membres de la Direction norvégienne du Pétrole et de la Direction norvégienne des Pêcheries (*Directorate of Fisheries*)⁷⁸.

Pour l'essentiel, on peut dire que le revenu net provenant de l'industrie des hydrocarbures est plutôt transféré dans le Fonds de pension gouvernemental⁷⁹ (*Government Pension Fund* – autrefois connu sous le nom de *Government Petroleum Fund*). Celui-ci est administré par la division *Norges Bank Investment Management* de la *Norges Bank*, le tout sous la gouverne du ministère norvégien des Finances⁸⁰. La loi prévoit que seul le Parlement norvégien a le pouvoir de retirer une part du capital⁸¹.

L'absence de considérations géographiques lors de la répartition des revenus provenant des hydrocarbures est néanmoins compensée par la recherche d'un équilibre intergénérationnel. L'objectif principal visé par le législateur est de privilégier l'utilisation à long terme de ces ressources afin d'en faire profiter la société norvégienne dans son entièreté⁸². Pour ce faire, les autorités suivent une règle stricte : seul le retour sur l'investissement, évalué à 4 % de la valeur du fonds, peut être dépensé lors du budget annuel du gouvernement. Ainsi, les revenus provenant de l'industrie pétrolière et gazière ne sont pas utilisés directement par le Parlement, ils sont versés au fonds pour, par la suite, être investis par la *Norges Bank Investment Management*. Suivant ce mécanisme, le capital présent dans le fonds augmente chaque année⁸³. En outre, ce procédé permet de minimiser l'impact des fluctuations de l'industrie des hydrocarbures sur l'économie nationale puisque ce n'est pas le revenu annuel qui est utilisé, mais le retour sur l'investissement. À la fin de l'année 2014, la valeur du fonds atteignait 6 431 milliards de couronnes norvégiennes, ce qui représente environ 1,3 million de couronnes par personne considérant l'ensemble de la population nationale⁸⁴.

Il fut également déterminé que les investissements de la *Norges Bank Investment Management* doivent être faits à l'extérieur du territoire norvégien⁸⁵. De cette façon, les autorités désirent limiter

⁷⁷ À cet égard, l'article 8-2 du *Petroleum Act* spécifie : « In the event of petroleum activities within an area entirely or partly occupying a fishing field, the State is obliged, to the extent that fishing becomes impossible or is substantially impeded, to award compensation in respect of any resulting financial loss ». Voir : *Petroleum Act*, ch. 8 ; *Regulations to Chapter 8 of the Petroleum Act relating to compensation to fishermen* (Royal Decree of 12 December 2008).

⁷⁸ *Regulations to Chapter 8 of the Petroleum Act relating to compensation to fishermen* (Royal Decree of 12 December 2008), art. 2.

⁷⁹ *Act n° 123 of 21 December 2005 relating to Government Pension Fund*, art. 3 [*Government Pension Fund Act*].

⁸⁰ *Government Pension Fund Act*, art. 2 ; Steinar Holden, « Avoiding the resource curse the case of Norway, (2013) 63 Energy Policy 870 à la p 873 [Holden].

⁸¹ *Government Pension Fund Act*, art. 5.

⁸² *Government Pension Fund Act*, art. 1 ; *Petroleum Act*, art. 1-2.

⁸³ Thurber et Istad, *supra* note 11 à la p 616 ; Holden, *supra* note 80 aux pp. 873-874.

⁸⁴ *The Government's Revenues*, *supra* note 50.

⁸⁵ Holden, *supra* note 80 aux pp. 873-874.

l'augmentation de la demande sur le marché intérieur, laquelle pourrait engendrer une hausse des coûts des biens, des services et de la main-d'œuvre. Ce procédé pourrait également avoir pour effet de provoquer une augmentation du taux de change. L'ensemble de ces facteurs aurait ainsi un impact néfaste sur certains secteurs économiques en l'absence de cette directive⁸⁶.

4. Conclusions

L'étude du régime norvégien de perception de la rente pétrolière et gazière et son mode de redistribution mènent à certains constats. D'emblée, les modalités d'attribution des permis d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures assurent en grande partie la mainmise de l'État sur ce secteur. Celui-ci permet au pouvoir public norvégien de prendre part à ce secteur économique par le biais des intérêts financiers directs de l'État et par l'entremise de la société Statoil. Ce régime est également caractérisé par un important pouvoir discrétionnaire conféré aux autorités, ce qui permet l'imposition de critères stricts à l'industrie. Ce faisant, l'État s'assure notamment que la production soit entreprise d'une manière efficiente en privilégiant l'exploitation à long terme de la ressource.

Notons que l'implantation d'une taxe spéciale sur les revenus provenant de l'exploitation des hydrocarbures constitue un régime simple et efficace au sein de cette juridiction. L'existence d'un prix déterminé par les autorités norvégiennes pour le calcul du revenu est, à cet égard, une idée intéressante permettant de simplifier le régime de taxation. Il s'agit d'une alternative à l'imposition d'un système redevances.

Ce régime se distingue par la prévisibilité de son niveau de taxation. Une société désireuse de s'implanter en Norvège peut évaluer avec une relative précision les gains économiques pouvant découler de son implication au sein de ce marché. En effet, le taux de taxation est appliqué uniformément entre les sociétés et les projets d'exploitation, ce qui ne pas le cas dans l'ensemble des juridictions faisant l'objet du présent rapport. Néanmoins, il demeure une part d'incertitude lors de l'attribution des permis d'exploitation en raison de la latitude dont bénéficient les autorités norvégiennes en la matière.

Par ailleurs, outre le régime de compensation des pêcheurs pour les pertes économiques subies en raison de l'exploitation des hydrocarbures, nous ne pouvons dire avec certitude quelle est l'utilisation des sommes perçues par l'État norvégien. En effet, l'ensemble de ces revenus est versé au Fonds de pension gouvernemental et seul le retour sur l'investissement du capital présent dans ce fonds est dépensé par les autorités. Ce faisant, celui-ci est complètement intégré au budget national et utilisé au même titre que les autres sources de revenus de l'État. Il n'est donc pas possible de déterminer avec précision l'utilisation de ces sommes.

Enfin, l'étude de cette juridiction permet la prise en compte d'un nouveau paramètre, soit l'implantation de considérations concernant l'équilibre intergénérationnel lors de l'utilisation des

⁸⁶ *Ibid.* aux pp. 871-874.

redevances. D'une part, la création et le maintien du Fonds de pension gouvernemental permettent la préservation de ces revenus à long terme. D'autre part, les règles encadrant l'utilisation limitée au retour sur l'investissement du fonds assurent une saine gestion de ce patrimoine national tout en protégeant l'économie norvégienne des fluctuations économiques dont peut souffrir le secteur de l'énergie.

5. Bibliographie

Législation

Constitution

Constitution du 17 mai 1814.

Lois

Act n° 11 of 22 March 1985 relating to petroleum activities.

Act n° 12 of 21 June 1963 relating to exploration for and exploitation of submarine natural resources [Actuellement en vigueur sous la dénomination suivante : Act n° 12 of 21 June 1963 relating to scientific research and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources].

Act n° 123 of 21 December 2005 relating to Government Pension Fund.

Act n° 35 of 13 June 1975 relating to the Taxation of Subsea Petroleum Deposits.

Act n° 72 of 21 December 1990 relating to tax on discharge of CO₂ in the petroleum activities on the continental shelf.

Act n° 72 of 29 November 1996 relating to petroleum activities.

Règlements

Regulations relating to measurement of petroleum for fiscal purposes and for calculating of CO₂-tax (Stipulated 1 November 2001).

Regulations relating to norm price fixing (Royal Decree of 25 June 1976).

Regulations to Act relating to petroleum activities (Royal Decree of 27 June 1997).

Regulations to Chapter 8 of the Petroleum Act relating to compensation to fishermen (Royal Decree of 12 December 2008).

Décrets

Royal Decree of 8 December 1972 relating to exploration for and exploitation of petroleum.

Royal Decree of 9 April 1965 relating to exploration for and exploitation of petroleum.

Doctrine

Monographies

Darmois, Gilles, *Le partage de la rente pétrolière. État des lieux et bonnes pratiques*, Paris, Éditions Technip, 2013.

Favennec, Jean-Pierre avec la contribution de Benjamin Augé, Nadine Bret-Rouzaut et Guillaume Charon, *Géopolitique de l'énergie. Besoin, ressources, échanges mondiaux*, nouvelle édition augmentée et actualisée, Paris, Éditions Technip, 2009.

Kemp, Alexander, *Petroleum Rent Collection around the World*, Halifax, Institut de recherches politiques, 1987.

Articles

Arnesen, Finn, Ulf Hammer, Per Håkon Høisveen et al., « Energy law in Norway », dans Martha Roggenkamp, Catherine Redgwell, Iñigo Del Guayo et al., dir., *Energy law in Europe. National, EU, and International Regulation*, 2^e éd., Oxford, Oxford University Press, 2007, 881.

Bjerkedal, Nina et Torgeir Johnsen, « The Petroleum Tax System Revisited », dans Solveig Glomsrød et Petter Osmundsen, dir, *Petroleum Industry Regulation within Stable States*, Burlington, Ashgate Publishing, 2005, 157.

Holden Steinar, « Avoiding the resource curse the case of Norway, (2013) 63 Energy Policy 870.

Paul Van Den Noord, *The tax System in Norway. Past reforms and future challenges*, OECD Economics Department Working Papers n 244, 2000, en ligne : OECD Publishing <http://www.oecd-ilibrary.org/fr/economics/the-tax-system-in-norway_630052088314?crawler=true>.

Pöyry management consulting (Norway) as (Econ Pöyry), Frian Aarsnes et Petter Lindgren, *Fossil Fuels – At what Cost? Government support for upstream oil and gas in Norway*, Genève, Institut international du développement durable, 2012, en ligne : <https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_norway.pdf>.

Thurber, Mark C. et Benedicte Tangen Istad, « Norway's evolving champion : Statoil and the politics of state enterprise », dans David G. Victor, David R. Hults et Mark C. Thurber, dir, *Oil and Governance. State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge, Cambridge University Press, 2012, 599.

Sources gouvernementales

Norwegian Petroleum Directorate et Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, *Norwegian Petroleum*, en ligne : <<http://www.norskpetroleum.no/en/>>.

BRÉSIL

1. Contexte et cadre juridique général

Le cadre juridique général de l'exploitation des ressources naturelles, y compris les bases du régime de redevances, trouve son fondement explicite dans des dispositions constitutionnelles. Cette matière est en effet dominée par cinq éléments de la Constitution fédérale de 1988 (CF)¹.

L'État fédératif brésilien comporte une répartition de compétences et de pouvoirs, faite directement par la Constitution, entre trois ordres d'entités : l'Union (État fédéral), les 26 États (auxquels peut être assimilé le District fédéral) et les quelque 5600 municipalités réparties sur le territoire de ces États [art. 18 CF].

L'énergie et les ressources minérales relèvent de la compétence législative exclusive de l'Union. En matière de protection des ressources et de l'environnement, l'Union, les États et les municipalités exercent cependant une compétence concurrente, soumise à la prépondérance des règles fédérales [art. 22 et 24 CF].

L'Union a la propriété des gisements de ressources minérales, exploités ou non, y compris ceux situés dans la mer territoriale, le plateau continental ou la zone économique exclusive (ZEE); cette propriété est distincte de celle du sol. La recherche et l'exploitation de ces ressources peuvent faire l'objet d'une concession. Le concessionnaire acquiert la propriété du produit de l'exploitation. [art. 20 et 176 CF]².

La recherche et l'exploitation des hydrocarbures constituent cependant un monopole de l'Union, qui peut confier à des entreprises publiques ou privées des activités comprises dans ce monopole [art. 177 CF].

Enfin et surtout, les États, les municipalités, ainsi que certains organes administratifs de l'Union, ont droit à une participation aux résultats de l'exploitation des ressources minérales, y compris les hydrocarbures, réalisée sur leur territoire ou dans la mer territoriale, le plateau continental ou la ZEE, ou à une compensation financière au titre de cette exploitation [art. 20, par. 1 CF]³.

C'est sur cette base constitutionnelle que repose l'actuel droit fédéral des hydrocarbures. La législation fédérale relative aux redevances sur les hydrocarbures a accompagné le développement graduel

¹ *Constitution de la République fédérative du Brésil* (1988), en ligne : <www.wipo.int/wipolex/fr/text.jsp?file_id=8755>

² Sur les obligations incombant à l'Union en tant que titulaire de la propriété des ressources minérales, voir : William Freire, « Regime jurídico dos recursos minerais no direito brasileiro : regime constitucional brasileiro e aproveitamento das riquezas minerais », (2007) 9 :84 *Revista jurídica da Presidência da República* 16-40, aux p. 28-29.

³ Art. 20, par. 1 : Les États, le District fédéral, les municipalités et les organes de l'administration directe de l'Union ont, selon les termes de la loi, la garantie d'une participation aux résultats de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel, [...] et des autres ressources minérales exploitées sur leurs territoires respectifs, sur la plate-forme continentale, en mer territoriale ou en zone économique exclusive, ou d'une compensation financière au titre de cette exploitation.

de l'exploitation de ces ressources depuis les années 1950⁴. Elle a cependant connu une évolution rapide et mouvementée à compter de la découverte et de la mise en exploitation, depuis 2006, des très riches gisements de la zone du *Pré-sal*, notamment au large des États de Rio de Janeiro (RJ) et d'Espirito Santo (ES)⁵.

Bien avant la Constitution de 1988, le thème d'une participation des collectivités territoriales aux redevances tirées de l'exploitation était présent dans le droit fédéral des hydrocarbures. En effet, la Loi 2004 de 1953, qui a créé l'entreprise publique Petrobras et lui a confié l'exploitation du monopole réservé à l'Union, réservait à l'Union la totalité des redevances, au taux de 5 %, provenant de l'exploitation maritime, alors inexistante, tandis que pour l'exploitation terrestre le produit de ce taux était réparti entre l'État producteur (4 %) et la municipalité productrice (1 %)⁶.

À la suite de la découverte des premiers champs pétroliers sous-marins, l'attribution des redevances provenant de l'exploitation maritime a été modifiée. Des règles de rattachement d'un champ d'exploitation maritime à un État riverain et à une municipalité riveraine ont été établies, de manière que ces derniers puissent être assimilés à un État producteur et à une municipalité productrice. Autour d'une municipalité riveraine a été définie une zone géoéconomique regroupant les municipalités où se déroulent des activités reliées au processus d'exploitation. Les redevances au taux de 5 % provenant de l'exploitation maritime ont ainsi été distribuées, en 1985, de la manière suivante : 1,5 % à l'État riverain; 1,5 % aux municipalités riveraines et à leur zone géoéconomique, 1 % à la Marine, pour financer la surveillance et la protection de l'espace maritime; et 1 % à un fonds spécial bénéficiant à l'ensemble des États et des municipalités⁷. C'est dans ce contexte qu'a été adopté l'art. 20 de la Constitution actuelle.

2. Régime juridique des redevances

L'ensemble du régime actuel de redevances applicable aux hydrocarbures découle de l'art. 20 CF. Cette disposition a donc élevé au rang constitutionnel le droit des États et des municipalités à une participation aux résultats de l'exploitation des ressources naturelles situées sur leur territoire ou à une compensation financière à raison des risques et du surcroît de dépenses liés à cette exploitation.

L'inclusion de ce droit dans la Constitution fédérale est attribuée à un compromis politique autour du partage fédératif des ressources financières. En effet, dans le système fiscal brésilien, l'impôt sur la

⁴ Sergio Gobetti, Helder Pinto Jr. Et Juliana Sardinha, " Brazil", p. 61-87 dans George Anderson, dir., *Oil and Gas in Federal Systems*, Oxford/Toronto, Oxford U.P., 2012, aux p. 63-67.

⁵ Bruno Muxagato et Bruna LePrioux, « La découverte des gisements d'hydrocarbures du « pré-sal » : un défi pour l'avenir de la puissance brésilienne », (2011) 4 *Observatoire des Amériques* 1-2, en ligne : <www.ieim.uqam.ca/IMG/pdf/mai_2011_final.pdf>.

⁶ *Lei 2004/1953 : dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências*; la législation fédérale brésilienne et celle des États fédérés est accessible en ligne : <www.planalto.gov.br> .

⁷ *Lei 7453/1985 : modifica o art. 27 e seus parágrafos da Lei 2004/1953, alterada pela Lei 3257/1957*, art. 1 remplaçant l'art. 27 de la Loi 2004 de 1953.

distribution des biens et services (ICMS) est prélevé par l'État d'origine du bien ou du service. Cependant, l'art. 155 CF a prévu une exception à cette règle : l'ICMS sur le pétrole et l'électricité est prélevé par l'État de destination de ces biens. C'est, semble-t-il, pour compenser l'effet de cette exception sur les recettes des États producteurs de ces ressources énergétiques que leur a été reconnu un droit constitutionnel à des redevances tirées de leur exploitation⁸.

La Loi fédérale 7990 de 1989, donnant effet à ce compromis politique, a maintenu à 5 % le taux de redevances sur les hydrocarbures, tout en répartissant le produit entre États, municipalités et autres bénéficiaires selon deux grilles distinctes, qui visent respectivement l'exploitation terrestre et l'exploitation maritime⁹. Deux phases de réforme intensive, en 1995-1997 et 2010-2012, ont ajouté à ce régime des éléments qui le rendent aujourd'hui beaucoup plus complexe.

La première phase de réforme a d'abord comporté une modification de la Constitution retirant à la Petrobras l'exclusivité de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures¹⁰. La Loi 9478 de 1997 a mis en place un dispositif de régulation du secteur des hydrocarbures par un organisme autonome, l'ANP (Agence nationale du pétrole, du gaz naturel et des biocarburants), en vue de stimuler la concurrence et d'attirer l'investissement privé¹¹. L'ANP est notamment chargée d'attribuer par adjudication des concessions d'exploitation dans les zones pétrolières et gazières.

L'adjudicataire d'une concession est assujéti à quatre prestations financières, outre ses obligations fiscales : (1°) une prime à la signature, dont il aura proposé le montant dans sa réponse à l'appel d'offres; (2°) les redevances, calculées sur la valeur brute de la production; (3°) une participation spéciale, exigible en cas de bénéfices exceptionnels résultant d'une production accrue ou de prix élevés; et (4°) un loyer annuel pour l'occupation de la zone concédée¹².

Par ailleurs, la loi de 1997 a institué une seconde tranche de redevances, comprise entre 5 % et 10 %, répartie elle aussi entre les bénéficiaires selon deux grilles visant respectivement l'exploitation terrestre et l'exploitation maritime¹³.

⁸ Luís Roberto Barroso, « Federalismo, isonomia e seguran[ca jurídica. Inconstitucionalidades das alterações na distribuição de royalties do petróleo », p. 13-15, en ligne: <www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br/index.php/artigos>

⁹ *Lei 7990/1989 : institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial e zona econômica exclusiva, e dá outras providências*, art. 7.

¹⁰ *Emenda constitucional n. 9*, modifiant l'art. 177 CF.

¹¹ *Lei 9478/1997 : dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, e dá outras providências*, art. 2 à 5, 7, 8, 15, 16, 21, 23 et 49. Voir: José Gutman et Getúlio Leite, « Aspectos legais da distribuição regional dos royalties », p. 125-161 dans Rosélia Piquet, dir., *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro, Garamond, 2003.

¹² *Ibid.*, art. 26 et 45.

¹³ *Ibid.*, art. 49.

La seconde phase de réforme est issue de la découverte des riches gisements du *Pré-sal* en 2006. La mise en valeur de ces gisements se heurtait au départ aux difficultés de l'exploitation en haute mer et en grande profondeur, qui ont été amoindries par les avancées technologiques; le prix élevé du pétrole pendant la décennie 2000 contribuait aussi à réduire le risque exploratoire.

La Loi 12351 de 2010 a prévu, en remplacement du régime de concession, un régime de partage de la production entre la Petrobras et d'autres entreprises, applicable aux nouvelles activités dans le polygone du *Pré-sal* et dans d'autres zones stratégiques (terrestres ou maritimes)¹⁴. Dans ce régime, l'adjudicataire de l'exploitation d'un bloc d'espace maritime doit remettre à l'Union, au bénéfice de la Petrobras, un pourcentage de la production. Ce pourcentage, qui ne peut être inférieur à 30 %, constitue l'élément principal de l'offre soumise à l'adjudication. L'Union peut par ailleurs confier l'exploitation d'un bloc en exclusivité à la Petrobras, sans recourir à l'adjudication¹⁵. La gestion des contrats de partage de production est confiée à une entreprise publique qui ne participe pas elle-même à l'exploitation des gisements, la Pré-Sal Petróleo SA¹⁶.

La Loi 12734 de 2012 a porté à 15 % le taux des redevances exigibles dans ce régime de partage de production¹⁷. La répartition du produit de ces redevances se fait selon deux grilles, respectivement applicables à l'exploitation terrestre et à l'exploitation maritime. Une part des redevances est attribuée à un Fonds social de l'Union, créé par la Loi 12351 de 2010 et affecté à des dépenses publiques relevant de la mission sociale. La Loi de 2012 a en outre modifié plusieurs des grilles de répartition instituées par la Loi 9478 de 1997 pour les redevances perçues en régime de concession et prévu le réaménagement progressif de ces grilles sur la période 2013-2019. Ce réaménagement, très controversé, des parts de redevances devait se faire au détriment des États et municipalités riverains et en faveur de l'ensemble des États et municipalités. Sa mise en œuvre est actuellement suspendue, comme on le verra plus loin.

¹⁴ *Lei 12351/2010 : dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha da produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social (FS) e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei 9478/1997; e dá outras providências*, art. 3 à 32. Sur la genèse de cette réforme, voir : Carlos Machado et Rodrigo Vilani, « O novo marco regulatório brasileiro para a exploração das reservas petrolíferas do Pré-sal », (2010) 56 *Revista da Faculdade de Direito da UFMG* 101-130, aux p. 107-112; pour une analyse critique du point de vue de l'État de Rio de Janeiro, voir: Marcos Souto, « Propostas legislativas de novo marco regulatório do Pré-sal », (2013) 66 *Revista de Direito da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro* 37-72.

¹⁵ Claudia Zaccour, Tatiana Pereira, Angela Cristofaro et Felipe Francisco, « Petrobras and the new regulatory framework for exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region », (2012) 5 :2 *J. of World Energy L. and Bus.* 125-138. Pour une critique, notamment sous l'angle constitutionnel, du rôle attribué à la Petrobras dans ce régime, voir: Camila Viana, « A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do Pré-sal », (2012) 3 *Revista Brasileira de Direito do Petróleo* 165-196.

¹⁶ *Lei 12304/2010: autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração do Petróleo e Gás Natural SA – Pré-sal Petróleo SA (PPSA) e dá outras providências*. Sur cette loi, voir: Carlos Machado et Rodrigo Vilani, précité, note 14, aux p. 106-107.

¹⁷ *Lei 12734/2012 : modifica as Leis 9478/1997 e 12351/2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha*.

Il résulte de l'évolution du régime d'exploitation des hydrocarbures que sept grilles de répartition des redevances sont actuellement susceptibles de s'appliquer. Leur applicabilité est déterminée par le jeu combiné de cinq facteurs : le type de redevances (redevances ordinaires ou participation spéciale), le régime juridique d'exploitation (concession ou partage de la production), la tranche de redevances dont il s'agit (première tranche jusqu'à 5 %, deuxième tranche de 5 % à 10 %), le lieu d'exploitation (terrestre ou maritime) et enfin la nature des activités d'exploitation (extraction, transformation, transport, etc.) présentes sur le territoire de l'entité bénéficiaire. Le tableau suivant indique le domaine d'application de ces grilles, quelques-unes de leurs caractéristiques, ainsi que leur fondement législatif.

	Régime de concession d'exploitation		Régime de partage de la production	
	Terrestre	Maritime	Terrestre	Maritime
Redevances ordinaires	<u>Grille T1</u> - taux de 5% - 3 parts - Loi 9478, art. 48 (I), mod. Loi 12734	<u>Grille M1</u> - taux de 5% - 6 parts - réaménagement des parts - option - plafonnement - Loi 9478, art. 48 (II), mod. Loi 12734*	<u>Grille ST</u> - taux fixe de 15% - 6 parts - option - plafonnement - Loi 12351, art 42.B (I), aj. Loi 12734*	<u>Grille SM</u> - taux fixe de 15% - 6 parts - option - plafonnement - Loi 12351, art 42.B (II), aj. Loi 12734* * Mise en œuvre suspendue par la justice
	<u>Grille T2</u> - taux supérieur à 5% jusqu'au limite de 10% - 4 parts - Loi 9478, art. 49 (I), mod. Loi 12734	<u>Grille M2</u> - taux supérieur à 5% jusqu'au limite de 10% - 6 parts - réaménagement des parts - option - plafonnement - Loi 9478, art. 49 (II), mod. Loi 12734*		
Participation spéciale	<u>Grille PS</u> - taux contractuel - 5 parts, réaménageables - option - plafonnement - Loi 9478, art. 50, mod. loi 12734*		Inapplicable (Loi 12351, art. 44)	

On peut constater que ces grilles de répartition se différencient sur cinq points : (1°) le nombre de parts, c'est-à-dire le nombre de catégories de bénéficiaires; (2°) le pourcentage du total des redevances attribué à chaque part; (3°) le réaménagement des parts, c'est-à-dire la possibilité que soit modifié le pourcentage attribué à chaque part; (4°) l'option offerte à certains bénéficiaires, c'est-à-dire la possibilité pour un bénéficiaire admissible à plus d'un titre de choisir le plus avantageux; et (5°) le plafonnement du montant des redevances perçues par un bénéficiaire.

Ainsi, la grille **T1**, applicable, en régime de **concession**, à la **première tranche** des redevances sur la production d'origine **terrestre**, prévoit la répartition suivante : 70 % à l'État producteur; 20 % aux municipalités productrices; 10 % aux municipalités qui sont touchées par les opérations de chargement et de déchargement d'hydrocarbures. Cette répartition a été reconduite en 2012.

La grille **M1** applicable, en régime de **concession**, à la **première tranche** de 5% des redevances sur la production d'origine **maritime**, prévoit une répartition plus diversifiée : 30 % à l'État considéré comme riverain par rapport à la zone d'extraction; 30 % aux municipalités considérées comme riveraines et à leur zone géoéconomique; 10 % aux municipalités touchées par les opérations de chargement et de déchargement d'hydrocarbures; 20 % à la Marine, chargée de protéger la zone d'extraction; et 10 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États et municipalités¹⁸.

La grille **T2** concerne, en régime de **concession**, la répartition de la **deuxième tranche** (de 5 % à 10 %) des redevances sur la production d'origine **terrestre**. Elle prévoit depuis 2010 le partage suivant : 52,5 % à l'État producteur; 15 % aux municipalités productrices; 7,5 % aux municipalités touchées par les opérations de chargement et de déchargement; et 25 % au Fonds social de l'Union.

La grille **M2** applicable, en régime de **concession**, à la **deuxième tranche** des redevances sur la production d'origine **maritime**, prévoit une répartition relativement favorable aux États et municipalités considérés riverains d'une zone d'extraction : 22,5 % aux États riverains; 22,5 % aux municipalités riveraines et à leur zone géoéconomique; 7,5 % aux municipalités touchées par les activités de chargement et de déchargement; 15 % à la Marine; 25 % au ministère de la Science et de la Technologie; et enfin 7,5 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États et municipalités¹⁹.

La grille **ST**, introduite en 2012, vaut lorsque le régime de **partage de la production** s'applique à l'exploitation d'hydrocarbures d'origine **terrestre**. Elle prévoit que les redevances, au taux de 15 %, sont divisées en six parts : 20 % vont à l'État producteur; 10 % aux municipalités productrices; 5 % aux

¹⁸ La Loi 12734 prévoyait une répartition bien différente dès 2012 : 20 % aux États riverains, 17 % aux municipalités riveraines et à leur zone géoéconomique, 3 % aux municipalités de chargement/déchargement, 20 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États, 20 % à un autre fonds spécial destiné à l'ensemble des municipalités, et enfin 20 % au Fonds social de l'Union. La contestation judiciaire de cette loi a entraîné la suspension d'effet de cette mesure, de même que du réaménagement progressif de ces parts prévu pour la période 2013-2019. Au terme de cette période, la part attribuée aux municipalités riveraines serait tombée à 4 % et celle des deux fonds spéciaux serait passée à 27 % chacun.

¹⁹ Ici encore, la Loi 12734 de 2012 aurait introduit une grille de répartition identique à la grille **M1**, qui aurait été progressivement réaménagée elle aussi de 2013 à 2019.

municipalités touchées par les opérations de chargement et de déchargement; 25 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États non producteurs; 25 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des municipalités non productrices; et 15 % au Fonds social de l'Union²⁰.

La grille **SM** concerne l'exploitation **maritime** en régime de **partage de la production**. Elle est de ce fait l'objet principal de la controverse juridique entourant la loi de 2012. Elle aussi prévoit une répartition en six parts du produit des redevances : 22 % aux États riverains; 5 % aux municipalités riveraines; 2 % aux municipalités touchées par les opérations de chargement et de déchargement; 24,5 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États non riverains; 24,5 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des municipalités non riveraines; et enfin 22 % au Fonds social de l'Union.

Enfin, la grille **PS** concerne ce type particulier de redevances appelé « participation spéciale », exigible en régime de **concession**, que la ressource exploitée soit d'origine **terrestre ou maritime**. La répartition actuellement en vigueur est la suivante : 40 % au ministère des Mines et de l'Énergie; 10 % au ministère de l'Environnement; 40 % aux États producteurs ou riverains; et 10 % aux municipalités productrices ou riveraines²¹.

Le Fonds social auquel les règles de répartition instituées en 2012 destinent une grande partie des redevances attribuées à l'Union remplit une double fonction. D'une part, il est affecté à un ensemble de dépenses rattachables à la rubrique du « développement social » : lutte contre la pauvreté, éducation, culture, sports, santé publique, mais aussi science et technologie, environnement, mesures d'atténuation et d'adaptation face aux changements climatiques²². D'autre part, il permet d'amortir l'effet des fluctuations du prix des hydrocarbures sur les recettes publiques²³. Quant aux fonds spéciaux destinés à l'ensemble des États ou des municipalités et bénéficiaires de parts de redevances selon la plupart des grilles de répartition actuellement en vigueur ou prévues par la Loi 12734 de 2012, ils sont eux aussi affectés à une large gamme de dépenses de la mission sociale ou reliées à la protection de l'environnement²⁴.

Par ailleurs, une restriction limite l'utilisation de toutes les redevances sur l'exploitation des hydrocarbures perçues par l'Union, les États et les municipalités : il leur est interdit de les affecter au paiement de la dette publique ou à la rémunération du personnel permanent²⁵.

²⁰ Bien que moins controversée et pour le moment dénuée d'applications, cette grille est néanmoins visée par la suspension d'effet ordonnée par la Cour constitutionnelle à l'encontre de la Loi 12734 de 2012.

²¹ La Loi 12734 de 2012 remplacerait cette grille par la suivante : 42 % au Fonds social de l'Union; 34 % aux États producteurs ou riverains; 5 % aux municipalités productrices ou riveraines; 9,5 % à un fonds spécial destiné à l'ensemble des États non producteurs et non riverains; et 9,5 % à un autre fonds spécial destiné à l'ensemble des municipalités non productrices et non riveraines. Dans ce cas également, le réaménagement progressif de ces parts était prévu sur la période 2013-2019; à terme, il devait porter ces pourcentages à 46 %, 20 %, 4 %, 15 % et 15 % respectivement.

²² *Lei 12351/2010*, précitée, note 14, art. 47 à 60.

²³ Rodrigo Serra, "O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?", p. 141-159 dans Rosélia Piquet, dir, *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011, aux p. 152-156.

²⁴ *Lei 12734/2012*, précitée, note 17, art. 3, introduisant un nouvel art. 50F dans la Loi 9478/1997.

²⁵ *Lei 7990/1989*, précitée, note 9, art. 8.

Selon les chiffres de l'ANP, les pouvoirs publics brésiliens ont perçu 18,5 G R\$ au titre des redevances ordinaires en 2014. Cette somme marquait une progression de 13,6 % par rapport à 2013. De ces redevances, 28,3 % sont revenues à l'Union et se sont réparties entre la Marine (12,5 %), le ministère de la Science et de la Technologie (8,8 %) et le Fonds social (7,5 %). De leur côté, les États producteurs ou riverains ont reçu 29,6 % du total; les municipalités productrices ou riveraines 34,1 %; et les fonds spéciaux destinés à l'ensemble des États et municipalités non producteurs et non riverains, 8,0 %.

Quant aux redevances versées en 2014 au titre de la participation spéciale, elles ont totalisé 16,8 G R\$. Leur progression par rapport à 2013 était de 8,6 %. Ce total a été distribué de la manière suivante : 1,7 G R\$ est revenu aux municipalités productrices ou riveraines (soit 10,0 % du total), et 6,7 G R\$ aux États producteurs ou riverains. Dans le cas de la participation spéciale, la part de l'Union a donc été prépondérante : 8,4 G R\$, soit 50 % du total, qui ont été répartis entre le ministère des Mines et de l'Énergie (5,4 G R\$ ou 32,2 %), le ministère de l'Environnement (1,4 G R\$ ou 8,0 %) et le Fonds social (1,6 G R\$ ou 9,0 %)²⁶.

3. Partage des redevances

Les sept grilles de répartition du produit des redevances sur les hydrocarbures reposent sur des règles très techniques, particulièrement dans le cas de l'exploitation maritime (grilles **M1**, **M2**, **SM** et **PS**), aujourd'hui largement prépondérante. La répartition effective à laquelle ces règles ont conduit a suscité de fortes critiques et cristallisé une opposition d'intérêts entre les États fédérés. Il en est résulté un contentieux, non encore résolu, dont les enjeux politiques et financiers ajoutent à la difficulté des questions juridiques.

Les règles techniques de rattachement territorial

Pour l'exploitation d'hydrocarbures d'origine maritime, la législation prévoit que l'État et la municipalité au large desquels se déroule cette exploitation soient considérés comme « riverains » et perçoivent des redevances à ce titre²⁷. L'espace maritime ainsi rattaché à un État est délimité par un organisme public autonome, l'IBGE, à partir d'une ligne de base²⁸. Cette ligne épouse la configuration générale de la côte et prend la forme d'une série de segments rectilignes réunissant 25 points le long du littoral brésilien. À partir de points sur cette ligne de base correspondant à la frontière entre deux États, des lignes perpendiculaires ont été tracées jusqu'au rebord du plateau continental. Ces lignes délimitent l'espace maritime rattaché à chacun des États riverains.

²⁶ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015*, en ligne: <www.anp.gov.br>.

²⁷ Lei 7525/1986 : estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei 2004/1953, com a redação da Lei 7453/1985, e dá outras providências, art. 2.

²⁸ *Ibid.*, art. 9; IBGE : Institut brésilien de géographie et de statistique.

Quant au rattachement d'un espace maritime à une municipalité, il met en jeu deux méthodes. La première est la même que dans le cas des États : elle consiste à tracer deux lignes perpendiculaires au segment de la ligne de base compris entre les deux points extrêmes du territoire municipal (ces perpendiculaires sont dites « orthogonales »). La deuxième méthode consiste à prolonger dans l'espace maritime les parallèles géographiques qui passent par ces deux points extrêmes. Bien entendu, la projection des limites municipales s'interrompt au point où celle-ci croise le prolongement des frontières entre les États. Sont ensuite comptabilisées les proportions dans lesquelles la superficie d'un champ d'exploitation maritime se situe dans l'espace maritime rattaché à la municipalité selon chacune des deux méthodes. La moyenne entre les résultats obtenus selon l'une et l'autre méthode détermine la part de la municipalité riveraine dans la répartition des redevances tirées de l'exploitation de ce champ²⁹.

L'attribution de redevances aux municipalités riveraines fait également intervenir la notion de zone géoéconomique de production et d'exploitation (« zone géoéconomique »)³⁰. Une telle zone regroupe, autour d'une municipalité riveraine, trois ensembles de municipalités : celles formant la zone principale de production (dont fait partie la municipalité riveraine), celles formant la zone secondaire de production, et enfin celles constituant la zone limitrophe. Le classement d'une municipalité dans l'une ou l'autre de ces trois zones détermine dans quelle mesure elle bénéficiera des redevances attribuées à la municipalité riveraine et à sa zone géoéconomique. En effet, ces redevances sont distribuées de la façon suivante : 60 % aux municipalités de la zone principale de production, dont au moins 20 % à la municipalité où se trouvent les installations de traitement, transformation et stockage des hydrocarbures; 10 % aux municipalités de la zone secondaire de production; et 30 % aux municipalités de la zone limitrophe. Entre les municipalités de chacune de ces trois zones, les redevances sont réparties en fonction du chiffre de la population.

Lorsqu'une municipalité est à la fois le cadre d'une exploitation terrestre et le territoire de rattachement d'une exploitation maritime, elle peut cumuler le bénéfice de redevances à l'un et l'autre titre. De même, il se peut qu'une municipalité présente sur son territoire plusieurs des activités ouvrant droit à une part de redevances selon la grille applicable (que celle-ci concerne les hydrocarbures d'origine terrestre ou ceux d'origine maritime); elle peut alors cumuler des parts perçues à divers titres³¹.

Les résultats problématiques de la répartition des redevances

L'application des règles de répartition des redevances provenant de l'exploitation des hydrocarbures, notamment en mer, a conduit à de fortes disparités entre les États et entre les municipalités.

²⁹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, *Guia dos royalties do petróleo e do gás natural*, 2001, en ligne: <www.elobrasil.org.br/sites/default/files/guia%20royalties.pdf>.

³⁰ *Lei 7525/1986*, précitée, note 27, art. 3 à 5.

³¹ Voir les exemples donnés par José Gutman, « Participações governamentais : passado, presente e futuro », p. 35-76 dans Rosélia Piquet et Rodrigo Serra, dir, *Petróleo e Região no Brasil*, Rio de Janeiro, Garamond, 2007, aux p. 53-54.

La source première de ces disparités est bien sûr la répartition spatiale des hydrocarbures. Ainsi, en 2013, la production de pétrole était à 91 % d'origine maritime (dont environ 15 % provenant des gisements du *Pré-sal*) et 95 % de ce pétrole d'origine maritime provenait de gisements rattachés aux États riverains de Rio de Janeiro et d'Espírito Santo³². Les réserves prouvées de pétrole se situent également, dans les mêmes proportions, dans les zones maritimes rattachées à ces deux États³³. Les données correspondantes pour le gaz naturel révèlent une concentration dans les mêmes zones, quoique un peu moins marquée³⁴.

Ainsi, en 2014, l'État de Rio de Janeiro et celle de ses municipalités qui font partie d'une zone géoéconomique ont reçu 35,7 % du total des redevances ordinaires, soit 6,62 des 18,5 G R\$ distribués cette année-là. L'État d'Espírito Santo et ses municipalités ont reçu 9,2 % du total (1,7 G R\$) et celui de São Paulo 5,9 % (1,1 G R\$). Ces trois régions ont donc obtenu ensemble plus de la moitié des redevances ordinaires en 2014. De leur côté, les 23 autres États et leurs municipalités n'ont pu se partager que 12,9 % de ces redevances. Quant à la participation spéciale, à laquelle n'ont accès, à hauteur de 50 %, que les États et municipalités producteurs et riverains, elle a profité essentiellement aux États de Rio de Janeiro (5,5 G R\$) et d'Espírito Santo (0,94 G R\$), qui ont concentré plus de 95 % de la somme totale versée à ces États et municipalités.

Les disparités sont tout aussi flagrantes entre les municipalités. Ainsi, en 2014, la seule municipalité de Campos dos Goytacazes (RJ), favorisée par la configuration de son littoral, a reçu 0,65 G R\$ au seul titre de la participation spéciale, soit près de 40 % du total de la participation spéciale attribuée aux municipalités riveraines et à leur zone géoéconomique. En ajoutant à ce chiffre sa part des redevances ordinaires, cette municipalité a perçu plus d'un milliard de R\$. Les municipalités de Cabo Frio (RJ), Rio das Ostras (RJ) et Presidente Kennedy (ES) ont perçu chacune en 2014 près d'un demi-milliard au titre des redevances ordinaires et de la participation spéciale.

Or, plusieurs études laissent penser que les municipalités bénéficiaires de ces énormes recettes n'en font pas le meilleur usage³⁵. Ces municipalités ne présentent pas une croissance économique supérieure à la moyenne. L'indice de développement humain (IDH) de leur population et la qualité de leurs services publics (écoles, hôpitaux, etc.) ne présentent pas de progrès évidents par rapport à d'autres régions du pays. Certaines présentent même un IDH inférieur à la moyenne de leur État.

³² Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2014, tableau 2.9.

³³ *Ibid.*, tableau 2.4.

³⁴ *Ibid.*, tableaux 2.13 et 2.6.

³⁵ Francesco Caselli et Guy Michaels, « Do Oil Windfalls Improve Living Standards? Evidence from Brazil », (2013) 5:1 *Amer. Econ. J. – Appl. Econ.* 208; Fernando Postali, « Efeitos da distribuição de royalties do petróleo sobre o crescimento dos municípios no Brasil », dans Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, *Anais do XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC*, 2007; Frederico Romão, « Pré-sal, Desenvolvimento e Controle Social », dans Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Ciências Sociais, 2012.

Ces études imputent ces médiocres performances à trois facteurs. Le premier est l'accroissement du risque de mauvaise gestion, de malversations et de reddition de comptes déficiente, qui découle souvent de cette surabondance de recettes³⁶. Le second est la tendance au gonflement de l'appareil public de ces municipalités, parfois sous la forme d'emplois fictifs permettant de récompenser des amis politiques. Le troisième est l'insuffisance de la prévision à long terme, à la fois dans le développement des infrastructures propres à soutenir le rythme de la croissance démographique et économique et dans la diversification de l'économie pour amortir les effets de l'inéluctable épuisement des gisements.

En revanche, les États qui reçoivent le plus de redevances (Rio de Janeiro et Espírito Santo) tentent d'en canaliser une partie vers des programmes avantageux à long terme. Ainsi, l'État de Rio de Janeiro a créé dès 1986 un Fonds d'État pour la conservation de l'environnement et l'aménagement urbain (FECAM), qui finance des programmes dans ces deux domaines : reboisement, restauration des zones dégradées, canalisation des cours d'eaux, éducation environnementale, mise en œuvre de technologies propres, nettoyage du littoral et assainissement³⁷. Dans l'État d'Espírito Santo, la Loi 8308 de 2006 a créé le fonds pour la réduction des inégalités régionales³⁸. Ce fonds sert à transférer aux municipalités 30 % des redevances perçues par l'État. Ces sommes doivent être affectées par les municipalités à des dépenses relevant de la politique sociale (petite enfance, enseignement primaire, inclusion numérique; santé et services sociaux; HLM), des politiques d'aménagement et de l'environnement (assainissement, gestion des déchets, drainage urbain, voirie urbaine, transports), de la formation professionnelle et de la création d'emplois.

La très forte augmentation des recettes des États et municipalités les plus favorisés par l'exploitation des hydrocarbures a engendré un phénomène de dépendance budgétaire à l'égard des redevances³⁹. La récente chute des prix du pétrole a mis ces entités dans une situation budgétaire difficile. Elles sont contraintes de licencier des fonctionnaires, de renoncer à des travaux publics et de réduire les services aux citoyens.

Le développement du contentieux

Bien avant cette dégradation de la situation économique, cependant, le dispositif de répartition des redevances provenant de l'exploitation des hydrocarbures a fait l'objet de contestations juridiques. C'est le cas notamment à propos des méthodes de délimitation de l'espace maritime rattaché à une collectivité territoriale riveraines. Ainsi, l'État d'Espírito Santo et certaines municipalités de l'État de Sergipe remettent en question les méthodes au moyen desquelles l'IBGE délimite leur espace maritime. S'estimant lésés dans

³⁶ Voir aussi sur ce point Sergio Gobetti, Helder Pinto Jr. et Juliana Sardinha, précité, note 4, aux p. 82-84.

³⁷ Secretaria de Estado do Ambiente do Rio de Janeiro, FECAM, en ligne: <www.rj.gov.br/web/sea/exibeConteudo?article-id=163728>.

³⁸ *Lei 8308/2006 : cria o Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais e dá outras providências (ES)*.

³⁹ José Luis da Cruz, « Que crise é essa? A queda na arrecadação das rendas petrolíferas nos municípios da região produtora do Estado do Rio de Janeiro », (2015) 12:48 *Boletim Petróleo, Royalties e Região* 2-5.

la répartition des redevances à cause de cette délimitation, ils ont saisi la justice⁴⁰. Une décision en leur faveur serait susceptible de se répercuter sur la répartition des redevances parmi l'ensemble des entités riveraines.

L'intégration d'une municipalité à une zone géoéconomique est un autre objet de contestation judiciaire puisque les activités ou les installations présentes sur le territoire municipal peuvent ne pas correspondre aux exigences des textes. C'est le cas par exemple des installations de chargement ou déchargement⁴¹, ou des terminaux de collecte et d'entreposage des hydrocarbures⁴². Si ces derniers servent uniquement à alimenter un réseau de transport, ils sont considérés comme relevant de la fonction de distribution, et non de celles de production et d'exploitation, qui sous-tendent l'unité de la zone géoéconomique.

Au-delà de ces contestations visant des règles hautement techniques, un débat politique et constitutionnel s'est engagé sur le sens même de la répartition du produit des redevances provenant de l'exploitation des ressources minérales, telle que la prescrit l'art. 20 CF. L'enjeu du débat est de savoir dans quelle mesure les États non producteurs et surtout les États non riverains doivent être admis à bénéficier de cette répartition. Les données présentées plus haut montrent clairement que sur la base des règles mises en place avant 2012 pour donner effet à l'art. 20 CF, le partage des redevances favorise nettement les États et municipalités riverains par rapport aux autres États et municipalités. La Loi 12734 de 2012 vise à rééquilibrer le partage en faveur de ces derniers. De plus, en attribuant une part croissante de ces revenus au Fonds social de l'Union, elle tend à diffuser plus largement et à mieux canaliser le produit des redevances pétrolières et gazières.

Dès 2013 cependant, les États de Rio de Janeiro, Espírito Santo et São Paulo ont déposé auprès de la Cour constitutionnelle fédérale (*Supremo Tribunal Federal*) des actions directes en inconstitutionnalité (ADI) visant cette loi⁴³. Sont mises en cause les dispositions instituant les grilles **ST** et **SM** (cette dernière concernant le polygone du *Pré-sal*), celles qui modifient les grilles **M1**, **M2** et **PS** au détriment des États et municipalités riverains et celles qui programment un réaménagement de ces trois dernières grilles sur la période 2013-2019.

Les ADI des États riverains sont fondées sur trois arguments. Le premier consiste à dire que les nouvelles règles de répartition, par leur visée redistributive, violent l'art. 20, par. 1 CF, puisque ce texte confère aux redevances un caractère indemnitaire. Le second invoque l'art. 155, par 2 (X)b) CF, qui empêche les États producteurs de percevoir l'ICMS sur le pétrole, cette perte de recette fiscale devant être compensée par le bénéfice de redevances. Le troisième argument invoque le principe de sécurité juridique

⁴⁰ Dossier de la Cour constitutionnelle (STF) : ACO 834/ES.

⁴¹ Arrêts de la Cour constitutionnelle (STF) : ARE 653457/DF et Rcl 10958/RS.

⁴² Arrêts de la Cour constitutionnelle (STF) : ARE 756842/PE et ARE 719989/PE.

⁴³ ADI 4916 à 4918 et 4920, en ligne : <www.stf.jus.br/portal/peticaoInicial/pesquisarPeticaoInicial.asp>.

pour s'opposer à l'application des nouvelles règles de répartition aux redevances découlant de contrats de concession conclus avant l'adoption de la Loi 12734.

La thèse de la conformité de la Loi 12734 à la Constitution fait valoir que les ressources tirées d'un bien dont la propriété est attribuée à l'Union pour le compte de la nation doivent profiter à toute la fédération. Elle rappelle que la Constitution de 1988 est fondée sur une conception coopérative du fédéralisme. L'exploitation de ressources minérales non renouvelables doit donc tenir compte des intérêts de toute la nation et de l'ensemble des entités qui composent la fédération, et non pas seulement des intérêts des régions productrices. Par ailleurs, le fait que les redevances versées aux municipalités soient concentrées, à hauteur de 85 %, sur une cinquantaine d'entre elles est inconciliable avec l'objectif constitutionnel de réduction des inégalités sociales et des disparités régionales. Enfin, cette concentration des avantages financiers ne se justifie pas en regard du fait que l'exploitation en mer n'a qu'un impact limité sur les municipalités riveraines; l'effet compensatoire que viserait l'attribution de redevances serait dans leur cas disproportionné.

Saisie de ce débat, la Cour constitutionnelle fédérale a rendu en mars 2013 une décision interlocutoire suspendant l'effet de la Loi 12734 jusqu'à son jugement au fond⁴⁴. Celui-ci n'est pas encore intervenu. Les États qui ont introduit ces recours ont récemment invité la Cour à surseoir à statuer; en effet, une réforme de la fiscalité, actuellement en discussion, paraît susceptible de leur apporter des recettes bien supérieures à la valeur des redevances pétrolières et gazières.

4. Régime juridique des redevances minières

Le régime des redevances minières repose sur les mêmes bases constitutionnelles que celui des redevances pétrolières et gazières, avec l'importante exception du monopole public de recherche et d'exploitation, propre aux hydrocarbures⁴⁵. Les États et les municipalités peuvent donc invoquer, depuis 1988, leur droit à une participation aux résultats de l'exploitation des ressources minières ou à une compensation financière au titre de cette exploitation [art. 20, par. 1 CF].

Le rôle de l'exploitation minière dans l'histoire coloniale du Brésil explique que les redevances minières aient été pratiquement inconnues avant la Constitution de 1988, qui accorde par ailleurs à la production minière un régime fiscal très favorable [art. 155 CF]⁴⁶. Elles sont apparues avec la Loi 7990 de 1989, adoptée en vertu de la compétence législative exclusive de l'Union à l'égard des ressources minérales⁴⁷. Cette loi institue la Compensation financière au titre de l'exploitation minière (CFEM), dont elle fixe le taux maximal à 3 % de la valeur nette du minerai au moment de sa vente après la dernière étape du

⁴⁴ *Medida cautelar na ADI 4917*, en ligne : <www.stf.jus.br/portal/processo/verProcessoPeca.asp>.

⁴⁵ William Freire, précité, note 2, aux p. 29-30.

⁴⁶ L'assujettissement fiscal des entreprises du secteur est limité à l'ICMS, qui bénéficie aux États.

⁴⁷ *Lei 7990/1989*, précitée, note 9, art. 6.

processus de scorification et avant toute transformation industrielle. La Loi 8001 de 1990 a par la suite précisé la notion de valeur nette, introduit le barème des taux applicables aux différentes substances minérales et réparti le produit des redevances entre les trois catégories de bénéficiaires désignées à l'art. 20 CF⁴⁸. Cette répartition, qui a peu varié depuis, accorde la part du lion (65 %) aux municipalités sur le territoire desquelles sont exploitées les ressources minières⁴⁹.

Par ailleurs, les Constitutions adoptées par les États dans la foulée de la Constitution fédérale de 1988 se sont préoccupé de l'affectation des recettes que l'art. 20 CF garantit aux États relativement à l'exploitation minière. Ainsi, la Constitution de l'État de Minas Gerais affecte cette part des redevances, en premier lieu, au soutien de la diversification et de la continuité des activités économiques dans les municipalités minières et, en second lieu, au financement des mesures (autorisation préalable des projets, études d'impact) destinées à garantir le droit de tous à un environnement équilibré⁵⁰. Quant à la Constitution de l'État du Pará, elle affecte en priorité les recettes de l'état au titre des redevances minières au soutien du développement minier, énergétique et social, et secondairement à la mise en œuvre de la politique minière de l'État⁵¹.

En dépit de sa stabilité depuis un quart de siècle, le droit des redevances minières a fait l'objet de vifs débats politiques et juridiques. L'un de ceux-ci porte sur la nature juridique de la CFEM. Si sa qualification comme redevance semble acquise, il reste à la rattacher à l'une ou l'autre des deux modalités décrites à l'art. 20, par. 1 CF : « participation aux résultats de l'exploitation » ou « compensation au titre de l'exploitation ». La Cour constitutionnelle, écartant la qualification de la CFEM comme taxe ou impôt, l'a décrite comme une « recette domaniale originaire » des États et municipalités, représentant le « prix » payé par l'exploitant pour l'utilisation et l'acquisition de biens de l'Union⁵². Puisque cette analyse se fonde sur les termes mêmes de l'art. 20, par. 1 CF, elle vaudrait aussi pour les redevances provenant de l'exploitation des hydrocarbures.

Cette lecture de l'art. 20 a incité certains États et municipalités à veiller plus activement au recouvrement de la CFEM, même si le droit fédéral prévoit déjà en détail la procédure, les contrôles et les sanctions en cette matière. Plusieurs d'entre eux, se prévalant de l'art. 23(XI) CF, ont adopté des lois qui dédoublent les exigences fédérales en les reliant à des préoccupations d'urbanisme ou de protection de

⁴⁸ Lei 8001/1990 : define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei 7990/1989 e dá outras providências.

⁴⁹ Les autres parts sont attribuées aujourd'hui aux États miniers (23 %), au Fonds national de développement scientifique et technologique (2 %) et à l'Institut brésilien de l'environnement (IBAMA) (10 %).

⁵⁰ *Constituição do Estado de Minas Gerais*, art. 214, 252 et 253.

⁵¹ *Constituição do Estado do Pará*, art. 230(VII) et 245, par. 2.

⁵² Arrêt de la Cour constitutionnelle (STF) : MS 24342/DF. Voir sur ce débat : Ana Carolina Belisário, « A natureza jurídica da CFEM », p. 101-124 dans Marcelo de Souza, dir. *A Compensação financeira pela exploração dos recursos minerais*, Belo Horizonte, DelRey, 2011, aux p. 42-46.

l'environnement⁵³. La visée de ces textes est sans doute de s'approprier plus sûrement et rapidement la ressource financière que représentent ces redevances, même si en raison de leur taux et de leur assiette elles ne peuvent procurer qu'un revenu modeste aux États⁵⁴.

L'enjeu que constitue la CFEM mobilise encore davantage les municipalités minières, qui en sont de loin les principales bénéficiaires, à hauteur de 65 %. Elles soutiennent activement un projet de nouveau Code minier, dont la Chambre des députés fédérale a été saisie en 2013 avec l'appui de l'Exécutif⁵⁵. Ce texte, à la différence du Code actuel, qui date de 1964, traiterait de la CFEM. Le taux de celle-ci serait uniformisé à 4 % et son assiette serait la valeur brute de la production à la sortie du site minier. La répartition actuelle de cette redevance n'était pas modifiée dans la version initiale du projet, mais en cours d'examen les parts de l'Union et des municipalités minières ont été réduites de manière à réserver 10 % du produit de la CFEM à un fonds destiné aux municipalités touchées par l'activité minière même si le site d'extraction n'est pas sur leur territoire.

5. Conclusions

En dépit des limites qu'impose la spécificité constitutionnelle et l'instabilité conjoncturelle du régime brésilien en matière de partage des redevances pétrolières, gazières et minières, il reste possible de tirer de celui-ci plusieurs enseignements utiles.

Au Québec comme au Brésil, les redevances perçues par l'État à l'occasion de l'exploitation de ressources minérales constituent une recette domaniale; leur existence dérive de l'attribution à l'État de la propriété des ressources du sous-sol. Se pose donc la question de savoir quelle serait l'assise du droit d'une collectivité décentralisée à une part de ces redevances. La réponse à cette question est facilitée, au Brésil, par le fait que les municipalités y sont des acteurs investis de droits et de compétences par la Constitution elle-même. Ce n'est pas le cas au Québec. L'accès des collectivités territoriales québécoises à une part des redevances sur les ressources minérales ne peut donc reposer que sur une simple affectation de ressources, toujours révoquant et précaire, de la part de l'État en leur faveur.

En dépit du fait qu'au Brésil, l'accès des collectivités territoriales à une part des redevances sur toutes les ressources minérales ait une assise unique et solide, on observe un fort contraste entre le régime

⁵³ L'art. 23(XI) CF attribue à l'Union, aux États et aux municipalités une compétence commune sur « l'enregistrement, le contrôle et la surveillance des concessions de droits de recherche et d'exploitation des ressources minérales sur leur territoire ». Les données constitutionnelles étant les mêmes, les États producteurs d'hydrocarbures s'estiment également fondés à légiférer sur le recouvrement des redevances provenant de l'exploitation de ces ressources : Fabricio Leite, « As participações governamentais na indústria do petróleo sob a perspectiva do Estado-membro : importância econômica, natureza jurídica e possibilidade de fiscalização direta », (2013) 66 *Revista de Direito da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro* 73-96, aux p. 83-87.

⁵⁴ Onofre Batista Jr. Et Fernanda da Silva, "A função social da exploração mineral no Estado de Minas Gerais", (2013) 62 *Revista da Faculdade de Direito da UFMG* 475-505, à la p. 494; la CFEM ne représente que 0,5 % des recettes de l'État de Minas Gerais.

⁵⁵ *Projeto de Lei 5807 de 2013: dispõe sobre a atividade de mineração, cria o Conselho Nacional de Política Mineral e a Agência Nacional de Mineração ANM, e dá outras providências.*

applicable aux hydrocarbures, complexe et hautement conflictuel depuis que s'est développée l'exploitation en mer, et le régime applicable aux mines, relativement simple et consensuel. Ce contraste s'enracine dans les caractéristiques des redevances dans chacun des deux régimes (notamment leur taux et leur assiette) : la valeur à répartir dans chacun d'eux n'est pas du même ordre de grandeur. L'intensité des conflits autour du partage, de même que la complexité des règles qui définissent la recette à partager et la manière de la répartir, sont proportionnées à la dimension de l'enjeu financier et redistributif.

Ces différences entre les problématiques respectives des redevances sur les hydrocarbures et des redevances minières laissent tout de même discerner une série de tensions qui leur sont communes.

La première tension oppose les préoccupations de court ou moyen terme à celles de long terme. L'expérience brésilienne suggère que les préoccupations à long terme – la préparation de l'avenir qui succédera à l'épuisement de la ressource – doivent être imposées aux décideurs et gestionnaires par le cadre juridique, spécialement en ce qui concerne la part des redevances dévolue aux collectivités locales.

La seconde tension oppose deux logiques d'attribution aux collectivités territoriales infraétatiques d'une part des redevances sur les ressources minérales. La première est une logique indemnitaire, plus concrète, qui assigne à cette part de redevances une fonction de compensation à l'égard des multiples perturbations qu'induit dans un espace géographique déterminé une activité d'extraction et de production liée à un gisement de ressources minérales. L'autre logique, plus abstraite, met de l'avant le caractère de « patrimoine commun » de ces ressources et vise une plus large diffusion des avantages financiers découlant de leur exploitation. Le cas brésilien montre, au moins en ce qui concerne les hydrocarbures, la force de la tension entre ces deux logiques, particulièrement lorsque celle-ci renforce des tensions préexistantes à propos des disparités régionales de développement.

Une troisième définition concerne la définition du « territorial » dans la notion de « collectivités territoriales ». L'incidence d'activités d'exploitation d'une ressource minérale peut se diffuser dans l'espace de bien des manières. La proximité géographique ne saurait être le seul critère permettant de la mesurer. Le dispositif brésilien montre toutefois la difficulté d'intégrer, dans la définition du « territoire » apte à prétendre à une part des redevances, à la fois des facteurs technico-économiques censément objectifs et des critères de rattachement spatial assez arbitraires inspirés du droit international. Le « déterminisme physique » qui préside, au Brésil, à la détermination des collectivités territoriales bénéficiaires, y est vivement contesté comme l'une des causes de l'« hyperconcentration » dans la répartition des redevances⁵⁶.

Au total, l'expérience brésilienne en matière de partage des redevances tirées de l'exploitation des ressources minérales montre les difficultés de trouver un équilibre entre le court et le long terme, entre réparation des retombées négatives et partage de l'enrichissement, entre délimitation naturelle des

⁵⁶ Rodrigo Serra, « Concentração espacial das rendas petrolíferas e sobrefinanciamento das esferas de governo locais », p. 77-107 dans Rosélia Piquet et Rodrigo Serra, dir, précité, note 31, à la p. 105.

territoires et spatialisation théorique. Si légitime que soit le souci d'associer les collectivités territoriales aux avantages d'une exploitation dont elles subissent les inconvénients, la part que prélève la collectivité nationale sur les fruits de cette exploitation doit être considérée avant tout comme un actif à long terme, géré en vue de la diversification économique et de la justice intergénérationnelle.

6. Bibliographie

Textes constitutionnels

Constituição da República Federativa do Brasil, du 5 octobre 1988, et modif., version française en ligne : <www.wipo.int/wipolex/fr/text.jsp?file_id=8755>.

Constituição do Estado de Minas Gerais, du 21 septembre 1989, et modif.

Constituição do Estado do Pará, du 5 octobre 1989, et modif.

Législation

Lois fédérales

Lei 2.004 de 3 de Outubro de 1953 – dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências (Loi sur la politique nationale du pétrole).

Decreto-Lei n° 227 de 28 de Fevereiro de 1967 – Código da Mineração (Code minier).

Lei 7.453 de 27 de Dezembro de 1985 – modifica o art. 27 e seus parágrafos da Lei 2.004 de 3 de Outubro de 1953, alterada pela Lei 3.257 de 2 de Outubro de 1957 (Loi modifiant la Loi sur la politique nationale du pétrole).

Lei 7.525 de 27 de Julho de 1986 – estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei 2.004 de 3 de Outubro de 1953, com a redação da Lei 7.453 de 27 de Dezembro de 1985, e dá outras providências (Loi d'application de l'art. 27 de la Loi sur la politique nationale du pétrole).

Lei 7.990 de 28 de Dezembro de 1989 – institui para os Estados, Distrito Federal e municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências (Loi sur la compensation financière à raison de l'exploitation des ressources minérales).

Lei 8.001 de 13 de Março de 1990 – define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei 7.990 de 28 de Dezembro de 1989, e dá outras providências (Loi sur la répartition de la compensation financière à raison de l'exploitation des ressources minérales).

Lei 9.478 de 6 de Agosto de 1997 – dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional do Petróleo e a Agência Nacional do Petróleo, e dá outras providências (Loi sur le pétrole).

Lei 12.276 de 30 de Junho de 2010 – autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro SA – Petrobrás o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição federal, e dá outras providências (Loi cédant à Petrobras les activités d'exploitation d'hydrocarbures visées à l'art. 177 de la Constitution fédérale).

Lei 12.304 de 2010 – autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração do Petróleo e Gás Natural SA – Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) e dá outras providências (Loi sur Pré-Sal Petróleo SA).

Lei 12.351 de 22 de Dezembro de 2010 – dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera

dispositivos da Lei 9.478 de 6 de Agosto de 1997ç e dá outras providências (Loi sur l'exploitation et la production d'hydrocarbures dans les zones subsalines et stratégiques).

Lei 12.734 de 30 de Novembro de 2012 – modifica as Leis 9.478 de 6 de Agosto de 1997 e 12.351 de 22 de Dezembro de 2010 para determinar novas regras de distribuição entre as entes da Federação dos royalties e da participação especial devodos em finção da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha (Loi portant nouvelle répartition des redevances sur les hydrocarbures et modernisant l'encadrement de l'exploitation des hydrocarbures).

Lei 12.858 de 9 de Setembro de 2013 – dispõe sobre a destinação para as áreas de saúde e educação de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo ou gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição federal; aletra a Lei 7.990 de 28 de Dezembro de 1989; e dá outras providências (Loi affectant une part des redevances sur l'exploitation du pétrole et du gaz naturel au financement de la santé et de l'éducation).

Decreto 01-1991 de 11 de Novembro de 1991 – regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei 7.990 de 28 de Dezembro de 1989, e dá outras providências (Décret sur le paiement de la compensation financière prévue à la Loi 7.990).

Decreto 2.705-1998 de 3 de Agosto de 1998 – define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei 9.478 de 6 de Agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências (Décret sur le calcul des participations prévues à la Loi 9.478).

Decreto 3.886 de 16 de Julho de 2001 – regulamenta o inciso II-A do par. 2 do art. 2 da Lei 8.001 de 13 de Março de 1990, e a Lei 9.993 de 24 de Julho de 2000, no que destina recursos da compensação financeira pela exploração de recursos minerais para o setor da ciência e tecnologia (Décret affectant une part de la compensation financière à raison de l'exploitation des ressources minérales au secteur de la science et de la technologie).

Projets de lois fédérales

Projeto de lei 37-2011 – dispõe sobre o regime do aproveitamento das substâncias minerais, com exeção dos minérios nucleares, petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e das substâncias minerais submetidas ao regime de licenciamento de que trata o inciso III do art. 2 do Decreto-Lei no. 227 de 28 de Fevereiro de 1967 (Projet de Loi sur la mise en valeur des ressources minérales).

Projeto de lei 5807-2013 – dispõe sobre a atividade de mineração, cria o Conselho Nacional de Política Mineral e a Agência Nacional de Mineração ANM e dá outras providências (Projet de Loi sur les mines).

Législation des États

Lei 8308/2006 (Espírito Santo) : cria o Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais e dá outras providências (Loi créant le Fonds pour la réduction des inégalités régionales).

Jurisprudence

Décisions de la Cour constitutionnelle fédérale (*Supremo Tribunal Federal*)

ACO 834/ES.

ADI 4916, 4917, 4918 et 4920.

ARE 653457/DF.

ARE 719989/PE.

ARE 756842/PE.

MS 24342/DF.

Rcl 10958/RS.

Medida cautelar na ADI 4917.

Doctrine et autres études

George Anderson, « Reflections on Oil and Gas in Federal Systems », p. 371-393 dans: George Anderson, dir., *Oil and Gas in Federal Systems*, Toronto, Oxford University Press, 2012.

Luís Roberto Barroso, « Federalismo, isonomia e segurança jurídica: inconstitucionalidade das alterações na distribuição de *royalties* do petróleo », en ligne: <www.royaltiesdopetroleo.ucamcampos.br/index.php/artigos>.

Onofre Batista Jr et Fernanda da Silva, « A função social da exploração mineral no Estado de Minas Gerais », (2013) 62 *Revista da Faculdade de Direito da UFMG* 475-506.

Ana Carolina Belisário, « A natureza jurídica da Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM », p. 101-125 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, DelRey, 2011.

Luciana Braga et Alexandre Szklo, « The recent regulatory changes in Brazilian petroleum exploration and exploitation activities », (2014) 7:2 *Journal of World Energy Law and Business* 120-139.

Francesco Caselli et Guy Michaels, « Do oil windfalls improve living standards? Evidence from Brazil », (2013) 5:1 *American Economics J. - Applied Economics* 208.

Caio de Castro, « Regulação para o future: reflexões sobre o marco regulatório da mineração e a efetivação de direitos e garantias constitucionalmente assegurados », (2011) 1:1 *Revista de Direito, Estado e Recursos Naturais* 31-77.

Mateus Filipe de Castro, « Constituição, petróleo e desenvolvimento: a fórmula Celso Furtado para o Brasil », p. 47-58 dans: Maria Luiza Feitosa et Maria Marconete Pereira, dir., *Direito Econômico da Energia e do Desenvolvimento. Ensaios interdisciplinares*, São Paulo, Conceito, 2012.

Guilherme Cordeiro, Helder Pinto Jr et José Cesário Cecchi, « Evaluating the natural gas legal framework in Brazil: regulatory reform developments and incompleteness », (2012) 5:2 *Journal of World Energy Law and Business* 113-124.

Júnior Costa, « Royalties: os impactos da queda na arrecadação em Campos, no RJ », *G1*, 10 avril 2015, [en ligne : <<http://g1.globo.com/rj/norte-fluminense/noticia/2015/04/royalties-os-impactos-da-queda-na-arrecadacao-em-campos-no-rj.html>>.

José Luis da Cruz, « Que crise é essa? A queda na arrecadação das rendas petrolíferas nos municípios da região produtora do Estado do Rio de Janeiro », (2015) 12:48 *Boletim Petróleo, Royalties e Região* 2-5.

Andrea Drumond, *Regimes minerários. Perspectiva vigente e o novo marco legal*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011, 120 p.

Bruno Feigelson, *Curso de Direito Minerário*, São Paulo, Saraiva, 2012, 333 p.

Guilherme Ferreira et Guilherme Lima, « Competência da União para cobrança, arrecadação e fiscalização da CFEM », p. 125-142 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Celso Antonio Fiorillo et Renata Ferreira, *Curso de Direito da Energia*, 2^a ed., São Paulo, Saraiva, 2010, 300 p.

France, Sénat, Direction de l'initiative parlementaire et des délégations, *Note de législation comparée sur l'exploration et l'exploitation pétrolières en mer*, 2013 [en ligne : <www.senat.fr/lc/lc230/lc230.pdf>].

Daniel Frederico, « Alguns apontamentos acerca da natureza jurídica das participações governamentais do petróleo e do gás e seus reflexos práticos », (2006) 1:1 *Revista brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia* 189-208.

William Freire, « Regime jurídico dos recursos minerais no direito brasileiro: regime constitucional brasileiro e aproveitamento das riquezas minerais », (2007) 9:84 *Revista jurídica da Presidência da República* 16-40.

Sérgio Gobetti, « Federalismo e rendas petrolíferas no Brasil e no mundo » , p. 109-140 dans: Rosélia Piquet, dir., *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011.

Sérgio Gobetti, Helder Pinto Jr et Juliana Sardinha, « Brazil » , p. 61-87 dans: George Anderson, dir., *Oil and Gas in Federal Systems*, Toronto, Oxford University Press, 2012.

José Gutman et Getúlio Leite, « Aspectos legais da distribuição regional dos royalties », p. 125-161 dans: Rosélia Piquet, dir., *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro, Garamond, 2003.

José Gutman, « Participações governamentais: passado, presente e futuro », p. 35-76 dans: Rosélia Piquet et Rodrigo Serra, dir., *Petróleo e Região no Brasil*, Rio de Janeiro, Garamond, 2007.

José Gutman et Laís Almada, « Aspectos relevantes da função fiscalizatória da ANP », p. 161-177 dans: Rosélia Piquet, dir., *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011.

José Agostinho Leal et Rodrigo Serra, « Uma investigação sobre os critérios de repartição dos royalties petrolíferos », p. 163-184 dans: Rosélia Piquet, dir., *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro, Garamond, 2003.

Fabrizio Leite, « As participações governamentais na indústria do petróleo sob a perspectiva do Estado-membro: importância econômica, natureza jurídica e possibilidade de fiscalização direta », (2013) 66 *Revista de Direito da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro* 73-96.

Janaína Cristina Lima, « Regulação social da indústria do petróleo do Brasil como fomentador do bem estar social e do desenvolvimento do país », p. 201-210 dans: Maria Luiza Feitosa et Maria Marconete Pereira, dir., *Direito Econômico da Energia e do Desenvolvimento. Ensaios interdisciplinares*, São Paulo, Conceito, 2012.

Denes Lott, *O fechamento de mina e a utilização da contribuição financeira por exploração mineral*, Belo Horizonte, del Rey, 2014, 97 p.

Carlos José Machado et Rodrigo Vilani, « O novo marco regulatório brasileiro para a exploração das reservas petrolíferas do pré-sal », (2010) 56 *Revista da Faculdade de Direito da UFMG* 101-138.

Frederico Machado, « A evolução histórica da legislação sobre os royalties da mineração brasileira », p. 5-69 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Fernandina Maia, Denise Terra et Ludmila da Matta, « O novo sistema de partilha dos royalties do petróleo: avaliando o debate na mídia », (2014) 10:45 *Boletim Petróleo, Royalties e Região* 4-7.

Igor Mascarenhas et Shara de Pontes, « Royalties petrolíferos: A problemática de sua repartição no âmbito federativo no contexto do desenvolvimento sustentável », p. 237-247 dans: Maria Luiza Feitosa et Maria Marconete Pereira, dir., *Direito Econômico da Energia e do Desenvolvimento. Ensaio Interdisciplinares*, São Paulo, Conceito, 2012.

Daniel Augusto Mesquita, « O novo modelo de distribuição dos royalties do petróleo e gás natural e o federalismo cooperativo », en ligne: <www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br/index.php/artigos>.

Leopoldo Muraro, « Descaracterização mineralógica e o ponto de incidência da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM) », (2011) 1:1 *Revista de Direito, Estado e Recursos Naturais* 107-129.

Bruno Muxagato et Bruna LePrioux, « La découverte des gisements d'hydrocarbures du « pré-sal » : un défi pour l'avenir de la puissance brésilienne », (2011) 4 *Observatoire des Amériques* 1-2, en ligne : <www.ieim.uqam.ca/IMG/pdf/mai_2011_final.pdf>.

Paula Nazareth, Jorge Salles et Nina Quintanilha, « O Rio de Janeiro e o pré-sal: o novo marco regulatório e os impactos nas finanças do estado e dos municípios », p. 179-218 dans: Rosélia Piquet, dir., *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011.

Geraldo Valentim Neto et Solange Maria Costa, « A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais (CFEM): os royalties da mineração », p. 87-99 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Nelson Guilherme Pinto et Daniel Coronel, « Se o petróleo é nosso, porque os royalties petrolíferos beneficiam apenas alguns municípios? », (2013) 179 *Observatório de la Economía Latinoamericana*.

Rosélia Piquet et Denise Terra, « A roda de fortuna: a indústria do petróleo e seus efeitos multiplicadores no Brasil », p. 11-48 dans: Rosélia Piquet, dir., *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011.

Fernando Postali, « Efeitos da distribuição de royalties do petróleo sobre o crescimento dos municípios no Brasil », dans: Associação dos Centros de Pós-Graduação em Economia, *Anais do XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC*, 2007.

Frederico Romão, « Pré-sal, desenvolvimento e controle social », dans: Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Ciências Sociais, *36° Encontro Nacional da ANPOCS*, 2012.

Rodrigo Serra et Carla Patrão, « Impropropriedades dos critérios de distribuição dos royalties no Brasil », p. 185-216 dans: Rosélia Piquet, dir., *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro, Garamond, 2003.

Rodrigo Serra, « Concentração espacial das rendas petrolíferas e sobrefinanciamento das esferas de governo locais », p. 77-107 dans: Rosélia Piquet et Rodrigo Serra, dir., *Petróleo e Região no Brasil*, Rio de Janeiro, Garamond, 2007.

Rodrigo Serra, « O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição? », p. 141-159 dans: Rosélia Piquet, dir., *Mar de Riqueza, Terras de Contrastes*, Rio de Janeiro, Mauad X, 2011.

Herbert da Silva, « Inconstitucionalidade das Leis estaduais e municipais que disciplinam a fiscalização, arrecadação e cobrança da CFEM », p. 169-185 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Marcos Souto, « Propostas legislativas de novo marco regulatório do pré-sal », (2013) 66 *Revista de Direito da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro* 37-72.

Marcelo de Souza, « Hipótese de não incidência da CFEM sobre o produto mineral industrializado », p. 243-261 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Adriano Trindade, « Segurança jurídica na mineração: uma revisão conceitual e sua relação com aspectos sociais », (2011) 1:1 *Revista de Direito, Estado e Recursos Naturais* 7-29.

Alana Ventura et Janaína Cristina Lima, « Fundo Social do Pré-sal e regulação social da indústria do petróleo do Brasil », p. 211-216 dans: Maria Luiza Feitosa et Maria Marconete Pereira, dir., *Direito Econômico da Energia e do Desenvolvimento. Ensaios interdisciplinares*, São Paulo, Conceito, 2012.

Camila Viana, « A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do pré-sal », (2012) 3 *Revista brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia* 165-196.

Priscila Viana, « Do exercício da competência comum prevista no art. 23, XI, da Constituição Federal de 1988 pelos municípios, quanto ao recolhimento da CFEM pelas empresas mineradoras: limites e possibilidades », p. 143-168 dans: Marcelo de Souza, dir., *A Compensação Financeira pela Exploração dos Recursos Minerais – CFEM*, Belo Horizonte, Del Rey, 2011.

Claudia Zaccour, Tatiana Pereira, Angela Cristofaro et Felipe Francisco, « Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region ». (2012) 5:2 *Journal of World Energy Law and Business* 125-138.

Documents officiels

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*, 2014 et 2015, en ligne: <www.anp.gov.br>.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, *Guia dos royalties do petróleo e do gás natural, 2001*, en ligne : <www.elobrasil.org.br/sites/default/files/guia%20royalties.pdf>.

Estado do Rio de Janeiro, Secretaria de Estado do Ambiente, “FECAM” [en ligne: <www.rj.gov.br/web/sea/exibeConteudo?article-id=163728>.

Estado do Pará, Secretaria de Estado de Indústria, Comércio e Mineração, *Plano de Mineração do Estado do Pará 2014-2030* [en ligne : <www.sedeme.com.br/portal/download/pem-2030>.

CONCLUSION GÉNÉRALE

La conclusion met en évidence des points essentiels abordés dans les analyses des juridictions et sur lesquels des réflexions pourraient porter en cas de renouvellement du cadre juridique québécois dans le domaine des redevances relatives aux hydrocarbures.

À titre liminaire, nous remarquerons que les législateurs ont parfois souhaité indiquer explicitement les objectifs de leurs lois relatives aux hydrocarbures. Cette solution a été retenue en Norvège, où le *Storting* jugea bon d'inscrire dans la loi que les activités relatives aux hydrocarbures doivent être exercées dans une perspective de long terme, au bénéfice de la population norvégienne. La loi norvégienne intègre également des principes devant guider les autorités dans leurs décisions sur l'emploi, l'environnement et l'industrie nationale. Une future loi québécoise sur les hydrocarbures pourrait donc s'inspirer de cette pratique en mentionnant les objectifs prioritaires concernant le prélèvement et le partage des redevances.

Les analyses des cinq juridictions montrent ensuite la complémentarité entre les régimes de prélèvement et de partage des redevances. Dans cette perspective, les principaux éléments à retenir peuvent être synthétisés en s'intéressant au prélèvement des redevances puis à leur partage avec les communautés locales et régionales touchées.

Concernant le prélèvement des redevances

De manière générale, la régulation de l'exploitation des hydrocarbures est assurée par des institutions propres au secteur énergétique, voire aux hydrocarbures. Cette solution apparaît comme un moyen de stimuler la compétitivité du secteur des hydrocarbures et d'optimiser la perception de revenus publics par la détention d'une expertise spécifique.

La conservation d'une certaine marge de manœuvre des autorités publiques apparaît également comme un point important pour optimiser le prélèvement public de la rente. En Norvège, l'octroi des autorisations d'exploration et d'exploitation est traité séparément, de sorte qu'une société ayant découvert la présence d'un gisement ne détient aucun droit sur son exploitation du fait de sa découverte. Ainsi, à moins que la concession n'en dispose autrement, l'État n'est pas lié à cette dernière lors de l'attribution des droits d'exploitation et reste libre de poser les conditions qu'il entend aux sociétés désireuses d'exercer cette activité. Les prérogatives publiques se manifestent également dans cette juridiction dans les modalités d'exploitation des gisements. L'article 4-1 du *Petroleum Act* requiert que la production soit entreprise de manière à assurer la maximisation de l'exploitation, et ce, même si cela peut avoir pour effet d'augmenter la période au cours de laquelle l'entreprise sera en œuvre.

Concernant le prélèvement public de la rente des hydrocarbures, la plupart des juridictions étudiées utilisent un système de redevances. Un point essentiel des régimes juridiques en vigueur concerne le taux de ces redevances. Ce taux peut être établi à différents niveaux de la hiérarchie des normes. Dans certains cas, celui-ci est directement inscrit dans la loi. La loi peut également fixer un taux de redevance minimum

ou maximum. En Pennsylvanie, le *Guaranteed Minimum Royalty Act* de 1979 garantit un minimum d'un huitième de la valeur du pétrole, gaz naturel, ou autre ressource, extrait de la propriété domaniale. Ce taux est généralement précisé par voie réglementaire. Enfin, à Terre-Neuve-et-Labrador et en Pennsylvanie, il peut être établi par voie contractuelle. Les propos qui suivront montreront qu'un recours trop fréquent à la fixation du taux par la voie contractuelle peut engendrer un manque de lisibilité du système de redevances.

Les régimes juridiques des différentes juridictions se rejoignent dans le fait que le taux de redevance varie généralement selon une série de paramètres. Le régime de l'Alberta a beaucoup évolué au cours des années, d'un régime simple, avec un taux uniforme sur les recettes de 25 % en 1972, il a été plusieurs fois modifié pour tenir compte de certains événements économiques, de la volatilité du marché, de l'évolution des méthodes d'extraction, de la diversification des sources disponibles. De plus, la plupart des régimes consentent des incitatifs pour encourager l'exploration et l'investissement. La situation complexifie le régime juridique. Elle peut cependant contribuer à faire en sorte que les taux de redevances soient calibrés pour être réactifs aux aléas des marchés, tout en générant des revenus annuels importants à l'État, dans une perspective de long terme. Le régime juridique de l'Alberta s'intègre dans cette perspective. Alors que celui-ci n'est pas simple et sa lisibilité présume d'une bonne connaissance des nombreux paramètres techniques liés aux opérations d'exploitation, il confère un haut degré de prévisibilité aux acteurs du secteur qui peuvent évaluer leurs projets et moduler leurs opérations de production selon les aléas des marchés. Au final, la complexité est sans doute le reflet d'une connaissance assez mature des modalités de gestion de cette industrie.

Afin de faciliter la compréhension de ces règles pour les citoyens et le personnel des institutions chargées de les appliquer, des guides explicatifs peuvent être publiés par les institutions publiques du secteur. Ainsi, le site internet du ministère de l'Énergie de l'Alberta contient des informations permettant, avec un certain effort de lecture, de saisir l'ensemble des paramètres applicables à l'exploitation des ressources, les droits requis et le régime des redevances.

Cette technicité doit être distinguée de l'instabilité ou du manque de lisibilité caractérisant l'application du taux de redevance. Ainsi, à l'inverse de la situation norvégienne, les projets d'exploitation des hydrocarbures au large de Terre-Neuve-et-Labrador sont soumis à plusieurs types de régimes de redevances, pratiquement un différent par projet. Concernant la Pennsylvanie, les redevances, en dehors du taux minimum légal, ne sont fixées ni par la loi, ni par un règlement, et reposent sur la négociation entre les parties. Cette situation crée un contexte d'incertitude : d'une part, pour les entreprises qui souhaitent prendre part à des projets d'exploitation, puisque celles-ci ne peuvent anticiper le type et le montant des redevances auxquelles elles seront assujetties ; d'autre part, pour le propriétaire de la ressource qui ne peut prévoir le montant des redevances que pourraient générer les projets d'exploitation à venir ou en cours de développement.

La question se pose également de savoir si des cadres juridiques distincts sont nécessaires pour encadrer les régimes de redevances sur terre et en mer ou si une même législation pourrait s'appliquer aux deux situations. Dans certains cas, un régime spécifique a pu être instauré. Cet exemple se retrouve au

Brésil pour l'exploitation des gisements du *Pré-sal*. En revanche, à Terre-Neuve-et-Labrador, la loi provinciale sur le pétrole et le gaz naturel applicable au milieu terrestre sert aussi de fondement pour le calcul des redevances relatives aux activités extracôtières.

Dans le même ordre d'idées, on peut s'interroger sur la capacité de la province de percevoir des revenus concernant l'exploitation d'hydrocarbures relevant de la propriété privée. En Alberta, la province prélève des revenus, tant sur la production où les droits sont attribués par l'État que sur la production pétrolière et gazière issue de territoires où les droits sur les ressources sont privés (*freehold*). Dans le cas de droits octroyés par l'État, ces prélèvements sont qualifiés de redevances tandis que lorsque ces droits sont privés, ces prélèvements sont qualifiés de taxes.

L'objectif de maximiser la rente publique peut également être réalisé en recourant à un prélèvement en nature des redevances. La province de l'Alberta, en vertu de la Loi-cadre a, en principe, le droit de recevoir ces redevances en nature ou en argent. Le pétrole brut reçu est géré par la Commission de mise en marché du pétrole (*Petroleum Marketing Commission*) de l'Alberta. Celle-ci peut utiliser ce produit afin d'améliorer l'accès à la production de pétrole brut et de bitume albertain, et pour rechercher des débouchés pour les ressources en énergie de l'Alberta sur les marchés du Canada, des États-Unis et ailleurs dans le monde. La perception de redevances en nature peut donc constituer une alternative intéressante en servant de levier au développement de projets.

L'objectif de maximisation de la rente publique peut également être concouru par des moyens de financement alternatifs aux redevances. La participation de l'État norvégien dans le capital de la société Statoil lui a permis de percevoir 22,6 milliards de couronnes norvégiennes à titre de dividendes en 2014. L'État détient également des intérêts directs dans l'exploitation des hydrocarbures, lesquels sont gérés par la société Petoro, représentant pour l'année fiscale 2014, 113 milliards de couronnes norvégiennes. Le Brésil a opté pour un choix similaire avec la Loi 2004 de 1953 créant l'entreprise publique Petrobras et énonçant la *Politique nationale du pétrole*.

De multiples moyens peuvent donc être mis en œuvre pour optimiser la perception des revenus issus de l'exploitation des hydrocarbures. Ces points amènent à préciser les modalités de partage de ces revenus avec des communautés locales et régionales touchées par cette industrie.

Concernant le partage des redevances

Dans la plupart des juridictions étudiées, les redevances prélevées sur l'exploitation des hydrocarbures sont, en principe, versées dans le budget de la province ou de l'État. Celles-ci sont donc confondues avec les autres revenus, rendant ainsi extrêmement difficile l'analyse d'une redistribution locale ou régionale. En Alberta, cette solution semble en mesure de satisfaire les communautés locales et régionales touchées au motif qu'elles bénéficient grandement du budget provincial pour se développer, en partie grâce à l'importance des revenus générés par cette industrie. La situation pourrait s'avérer plus problématique lorsque l'exploitation est plus isolée et de moindre importance pour la juridiction. Dans ce cas, le transfert de fonds de la province vers les communautés touchées pourrait être plus limité et ainsi

susciter davantage de contestation. Un autre inconvénient de l'affectation au budget général des redevances réside dans une plus grande vulnérabilité de la juridiction en cas de crise du secteur des hydrocarbures. Alors qu'en période florissante la juridiction bénéficie de revenus rapides pour son développement, une dégradation de la situation du secteur des hydrocarbures engendre une perte de revenus directe, immédiate, et proportionnelle à l'importance du secteur dans l'économie de la juridiction. Ces phénomènes expliquent, au moins en partie, l'institution de mécanismes de partage des revenus issus de l'exploitation des hydrocarbures dans la plupart des juridictions.

Le Brésil constitue un exemple notable puisque les États, les municipalités, ainsi que certains organes administratifs de l'Union ont un droit constitutionnel à une participation aux résultats de l'exploitation des ressources minérales, y compris les hydrocarbures, réalisée sur leur territoire ou dans la mer territoriale, le plateau continental ou la zone économique exclusive, ou à une compensation financière au titre de cette exploitation. Dans certaines juridictions, des législations prévoient des financements spécifiques en faveur des communautés locales ou régionales touchées par l'exploitation des hydrocarbures. En Alberta, les municipalités où sont situés des projets d'exploitation d'hydrocarbures peuvent instituer une taxe sur les équipements de forage pour l'utilisation des infrastructures sur leur territoire. En Pennsylvanie, les autorités locales (comtés ou municipalités) peuvent imposer une *Local Impact Fee* sur tous les puits forés pour l'extraction de gaz non conventionnel sur les terres publiques et privées relevant de leur juridiction.

Des accords sur les répercussions locales et régionales peuvent présenter un caractère institutionnalisé entre les autorités centrales et l'industrie. Tel est le cas à Terre-Neuve-et-Labrador, où les entreprises souhaitant procéder à des activités dans la zone extracôtière doivent préalablement communiquer aux autorités un plan de retombées économiques devant être approuvé par celles-ci. Le régime juridique a été conçu pour faire en sorte que les projets d'exploitation des hydrocarbures génèrent des effets socio-économiques positifs au sein de la province dès les premiers stades de leur développement, et ce, avant même que n'intervienne le processus de redistribution des redevances. De manière similaire, en Norvège, le début des opérations est subordonné à l'approbation d'un plan de développement et de production par le ministère du Pétrole et de l'Énergie et aucun investissement d'importance ne doit être fait avant que celle-ci ne soit octroyée, sauf autorisation préalable ministère.

Parallèlement à ces régimes juridiques généraux, on observe le développement d'ententes sur les retombées socio-économiques. Celles-ci peuvent être conclues entre le gouvernement et les instances représentant des communautés autochtones ou Métis. Dans ce domaine, une entente de cogestion, amendée le 16 mai 2013, est intervenue en Alberta, entre le gouvernement et le Conseil général des territoires reconnus aux communautés Métis de l'Alberta (*General Council of Metis Settlements*) concernant notamment les règles applicables à l'exploitation du pétrole et du gaz naturel à même ces territoires et le rôle des communautés Métis dans le développement des ressources pétrolières et gazières des territoires. Ces accords sont établis au cas par cas et leur contenu varie selon les situations.

Des accords peuvent également intervenir directement entre l'industrie et des communautés autochtones. Des ententes de type répercussions et avantages se développent aux termes desquelles, en plus des questions liées aux activités traditionnelles, l'environnement et la culture, les parties s'entendent sur différents sujets (opportunités d'emploi et de formation des membres de la communauté, opportunités d'affaires, amélioration des infrastructures, etc.). Ce type d'entente repose sur des initiatives essentiellement privées, au cas par cas, auxquelles le gouvernement n'est pas partie, et dont les termes, en tout ou en partie, peuvent être confidentiels.

Ces instruments montrent que le partage des redevances ne constitue pas l'unique moyen de distribuer les revenus issus de l'exploitation des hydrocarbures. Ils montrent qu'en complément des aspects financiers, ces bénéfices peuvent également prendre la forme de retombées socio-économiques.

Les analyses montrent aussi la nécessité de délimiter la notion de collectivité locale touchée. Le dispositif brésilien illustre la difficulté d'intégrer, dans la définition du « territoire » apte à prétendre à une part des redevances, à la fois des facteurs technico-économiques censément objectifs et des critères de rattachement spatial assez arbitraires inspirés du droit international. Ce sentiment d'iniquité cumulé à une « hyperconcentration » dans la répartition des redevances est à l'origine de contestations juridiques. À l'inverse, les redevances applicables aux mines dans le système brésilien montrent la possibilité de disposer d'un régime relativement simple et consensuel, bien que ce contraste puisse également s'expliquer par une moindre valeur à répartir par rapport aux hydrocarbures.

Ces questions amènent à s'interroger sur la part de revenus qui devrait être partagée avec les communautés locales et régionales. Les analyses permettent de distinguer une logique « indemnitaire » d'une logique « redistributive ». La première, plus concrète, assigne une fonction de compensation à l'égard des multiples perturbations qu'induit dans un espace géographique déterminé une activité d'exploitation. L'autre logique, plus abstraite, met de l'avant le caractère de « patrimoine commun » de ces ressources et vise une plus large diffusion des avantages financiers découlant de leur exploitation. La taxe municipale sur les équipements en Alberta et le *Local Impact Fee* de Pennsylvanie reposent manifestement sur une logique indemnitaire. Le régime de partage des redevances sur les hydrocarbures au Brésil intègre une logique redistributive. Le choix en faveur de l'une ou l'autre logique relève du politique. Néanmoins, il importe de souligner les risques d'une redistribution locale des revenus trop importante.

Le cas brésilien montre que les municipalités bénéficiaires d'importantes recettes n'en font pas le meilleur usage, qu'elles ne présentent pas une croissance économique supérieure à la moyenne, et que l'indice de développement humain (IDH) de leur population et la qualité de leurs services publics (écoles, hôpitaux, etc.) ne présente pas de progrès évidents par rapport à d'autres régions du pays. De plus, la très forte augmentation des recettes des États et municipalités les plus favorisés par l'exploitation des hydrocarbures a engendré une situation de dépendance budgétaire à l'égard des redevances. La récente chute des prix du pétrole a mis ces entités dans un contexte budgétaire difficile. Ce phénomène tend donc à considérer qu'une redistribution locale et régionale des revenus devrait s'accompagner concomitamment d'un renforcement des capacités des autorités recevant une partie des redevances pour en assurer une

saine gestion, éviter le gonflement de l'appareil public et planifier une politique de long terme. En vue de limiter la dépendance budgétaire, il semble également que les montants à affecter ne devraient pas présenter un caractère disproportionné par rapport aux besoins des communautés locales et régionales touchées. Par exemple, en Pennsylvanie, les municipalités ou comtés ayant des puits sur leur territoire ne peuvent recevoir de l'*Unconventional Gas Well Fund* une somme excédant de 50 % leur budget de l'année précédente. Ces constats conduisent à réfléchir à des mécanismes complémentaires qui pourraient être institués en vue de partager les revenus tirés de l'exploitation des hydrocarbures.

En Pennsylvanie, les propriétaires du sol sont également propriétaires du sous-sol. Ces derniers peuvent alors concéder l'usage des minéraux contenus dans le sous-sol et percevoir des redevances. L'exemple de la Pennsylvanie montre cependant la nécessité d'un encadrement public pour équilibrer les forces contractuelles. Les capacités de négociation des propriétaires sont notamment limitées par la règle du captage permettant de récupérer les ressources en s'installant sur une propriété voisine. L'analyse montre également l'importance d'imposer un taux minimal de redevance, et d'en définir le contenu. Enfin, bien que ce système permette une rétribution des propriétaires, celle-ci ne s'applique pas aux propriétés voisines qui en subissent des nuisances. Pour ces raisons, une attribution de la propriété des gisements aux propriétaires du sol ne semble pas constituer une solution intéressante pour favoriser la redistribution locale et régionale des redevances au Québec.

Plusieurs juridictions ont institué des mécanismes de solidarité. Au Brésil, dans le secteur minier, la Constitution de l'État de Minas Gerais affecte une part des redevances, en premier lieu, au soutien de la diversification et de la continuité des activités économiques dans les municipalités minières et, en second lieu, au financement des mesures destinées à garantir le droit de tous à un environnement équilibré. Quant à la Constitution de l'État du Pará, elle affecte en priorité les recettes de l'État au titre des redevances minières au soutien du développement minier, énergétique et social, et secondairement à la mise en œuvre de la politique minière de l'État. Plusieurs fonds ont également été institués en Alberta pour promouvoir des projets d'intérêt public (financement de la recherche scientifique et d'ingénierie, recherche médicale, bourses d'études, etc.). En Pennsylvanie, l'argent des redevances est intégralement versé au *Oil and Gas Lease Fund*. Ces mécanismes montrent la possibilité d'assurer un partage des revenus dans une perspective de long-terme.

L'assurance d'un usage pérenne de ces revenus implique de prévoir des modalités de gestion suffisante. En Alberta, alors que le Fonds héritage était avant tout perçu comme un fonds d'épargne pour les générations futures, les versements annuels du gouvernement ont pratiquement cessé à compter de 1987. Depuis 1976, des montants pris à même le fonds ont été versés au trésor du gouvernement pour les fins budgétaires de la province. En Pennsylvanie, plusieurs prélèvements ont été autorisés à partir *Oil and Gas Lease Fund* à diverses fins incluant le fonds général de l'État.

Des garanties s'avèrent donc nécessaires pour assurer une gestion de ces fonds conforme à leurs objectifs. En Norvège, la loi prévoit que seul le Parlement a le pouvoir de retirer une part du capital du fonds de pension gouvernemental. De cette manière, le fonds est protégé des aléas politiques et demeure

assujetti à un contrôle démocratique rigoureux. Les garanties peuvent également concerner l'administration des fonds afin de privilégier une utilisation de long terme de ces ressources. En Norvège, seul le retour sur l'investissement, évalué à 4 % de la valeur du fonds, peut être dépensé lors du budget annuel du gouvernement. Les revenus provenant directement de l'industrie pétrolière et gazière ne sont pas utilisés directement par le parlement, ils sont versés au fonds pour être investis, par la suite, par la *Norges Bank Investment Management*. Les investissements de la *Norges Bank Investment Management* doivent également être faits à l'extérieur du territoire norvégien pour limiter l'augmentation de la demande sur le marché intérieur, afin d'éviter une hausse des coûts des biens, des services, de la main-d'œuvre et du taux de change.

Au final, les expériences étrangères montrent l'existence d'une diversité de modalités de partage des revenus tirés de l'exploitation des hydrocarbures avec les communautés locales et régionales. Ces revenus proviennent principalement des redevances mais peuvent également résulter de financements complémentaires. Leur partage peut avoir lieu financièrement ou sous la forme de retombées socio-économiques. Ce partage peut être immédiat ou géré dans une perspective de long terme. Les analyses ont alors tenté de souligner les principaux points à prendre en compte, et relevé les principales carences et innovations. Un enseignement majeur de celles-ci réside dans la nécessité d'appréhender ces revenus comme un système à équilibrer. Cet équilibre peut s'opérer lors du prélèvement entre la partie publique et privée de la rente. Il peut également s'effectuer lors du partage des revenus entre, d'une part, les populations actuelles, en répartissant les montants entre le budget général et les communautés touchées, et d'autre part, les générations futures dans le cadre de fonds d'investissement.