

Le rendement énergétique net : principe cardinal d'une politique québécoise à l'égard des hydrocarbures

Energy Return on Investment: A Key Concept for Energy Policy Reform in Quebec

Hugo Tremblay

Volume 16, numéro 2, 2013

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/1025217ar>
DOI : <https://doi.org/10.7202/1025217ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

Globe, Revue internationale d'études québécoises

ISSN

1481-5869 (imprimé)
1923-8231 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Tremblay, H. (2013). Le rendement énergétique net : principe cardinal d'une politique québécoise à l'égard des hydrocarbures. *Globe*, 16(2), 143–160.
<https://doi.org/10.7202/1025217ar>

Résumé de l'article

Le Québec se situe à une croisée des chemins en matière de politique énergétique. De nombreux débats et réflexions sociales ont eu lieu et se poursuivent à propos des gaz de schiste, de la relance des grands projets de barrage dans le Nord, des minicentrales hydroélectriques, de l'abandon du nucléaire et de la filière éolienne. Le gouvernement affiche la ferme intention de favoriser le développement du pétrole non conventionnel, tandis que plusieurs projets de pipeline visent le territoire provincial afin d'ouvrir les marchés de l'est du continent nord-américain aux hydrocarbures des Prairies. À certains égards, la stratégie énergétique québécoise de 2006 semble dépassée. De ce portrait général se dégage l'impression d'un secteur énergétique en effervescence auquel manque une vision d'ensemble capable de structurer des initiatives parcellaires et désordonnées. Cet article présente le concept de rendement énergétique net et en étudie les ramifications afin de proposer une piste de réflexion capable d'intégrer les politiques énergétiques provinciales en un ensemble cohérent. Ce concept reste largement ignoré au Québec malgré son utilité indiscutable. Le rendement énergétique net permet en effet d'écarter les filières les moins prometteuses et de sélectionner les secteurs de production énergétique qui doivent être privilégiés à long terme afin de favoriser le développement durable. Il fournirait une perspective essentielle alors que les processus d'étude d'impacts et d'évaluation en matière énergétique se multiplient.

ÉTUDE LIBRE

✦ ✦

LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE NET : PRINCIPE CARDINAL D'UNE POLITIQUE QUÉBÉCOISE À L'ÉGARD DES HYDROCARBURES¹

HUGO TREMBLAY

Université de Montréal

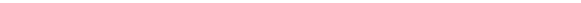
✦ ✦

Résumé – Le Québec se situe à une croisée des chemins en matière de politique énergétique. De nombreux débats et réflexions sociales ont eu lieu et se poursuivent à propos des gaz de schiste, de la relance des grands projets de barrage dans le Nord, des minicentrales hydroélectriques, de l'abandon du nucléaire et de la filière éolienne. Le gouvernement affiche la ferme intention de favoriser le développement du pétrole non conventionnel, tandis que plusieurs projets de pipeline visent le territoire provincial afin d'ouvrir les marchés de l'est du continent nord-américain aux hydrocarbures des Prairies. À certains égards, la stratégie énergétique québécoise de 2006 semble dépassée. De ce portrait général se dégage l'impression d'un secteur énergétique en effervescence auquel manque une vision d'ensemble capable de structurer des initiatives parcellaires et désordonnées. Cet article présente le concept de rendement énergétique net et en étudie les ramifications afin de proposer une piste de

✦ ✦ ✦

1. Depuis, de nombreux articles à propos du taux de rendement ont été publiés, dont certains parmi les plus intéressants sont : Alexandre POISSON et Charles HALL, « Time Series EROI for Canadian Oil and Gas », *Energies*, Vol. 6, 2013, p. 5940 ; Hiroaki YARITANI et Jun MATSUSHIMA, « Analysis of the Energy Balance of Shale Gas Development », *Energies*, vol. 7, 2014, p. 2207 ; David MURPHY, « The implications of the declining energy return on investment of oil production », *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, vol. 372 n° 2006, 2014, p. 20130126 (Les autres articles dans ce numéro des *Philosophical Transactions* sont généralement pertinents).

*Energy return on investment :
A key concept for energy policy reform in Quebec*



1. DÉFINITION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE NET

Le rendement énergétique net est lié au ratio de l'énergie produite sur l'énergie investie. Son appellation technique, le taux de retour énergétique, est dérivée de l'anglais *energy returned on energy invested* (EROEI), ou *energy return on investment* (EROI)².

Le taux de retour énergétique a été étudié à partir des années 1970³. Il a fait l'objet d'une attention soutenue au début de la décennie suivante à la suite des crises pétrolières. Après qu'il fut tombé dans l'obscurité, l'augmentation du prix du pétrole l'a remis au goût du jour depuis quelques années.

Le taux de retour exprime la différence entre la quantité d'énergie requise pour produire un type d'énergie par rapport à la quantité d'énergie effectivement obtenue et utilisable au terme du processus de production. Plus le ratio de l'énergie produite sur l'énergie investie est grand, meilleur est le rendement énergétique : un taux de 100 : 1 est meilleur que 3 : 1.

Par exemple, la pureté d'une ressource énergétique à l'état brut de même que la distance entre son lieu d'extraction et son point de consommation peuvent entraîner des variations du taux de retour. En principe, si la ressource est d'une grande pureté à l'état brut, elle ne doit pas être soumise à un processus de raffinage qui demande un investissement énergétique important à la fois pour bâtir les équipements requis et les faire fonctionner. De façon similaire, si la ressource est extraite loin du lieu où elle est consommée, il faut dépenser de l'énergie pour construire des infrastructures de transport et les faire fonctionner ou les entretenir. Ainsi, un pétrole brut d'une grande pureté, qui est produit là où il est consommé, a un meilleur taux de retour qu'un pétrole brut de mauvaise qualité produit et consommé sur des continents différents, parce que celui-ci requiert un raffinage important et un transport sur de longues distances.

Le rendement énergétique reste imprécis parce que son calcul est affecté par des difficultés méthodologiques significatives⁴. L'une des plus

✦ ✦ ✦

2. Le document de consultation de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec traduit le concept par « rendement énergétique sur l'investissement énergétique (REIE) » (Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre à l'indépendance énergétique du Québec – Document de consultation*, Québec, Ministère des Ressources naturelles, 2013, p. 5. Une référence à une autre appellation est faite plus bas dans le texte : le « rendement de l'investissement énergétique » (appelé *energy payback ratio* en anglais).

3. David MURPHY et Charles HALL, « Year in review-EROI or energy return on (energy) invested », *Annals of the New York Academy of Sciences*, vol. 1185, 2010, p. 102-118.

4. Kenneth MULDER et Nathan HAGENS, « Energy Return on Investment : Toward a Consistent Framework », *AMBIO : A Journal of the Human Environment*, vol. 37, n° 2, 2008, p. 74-79 ; David MURPHY et al., « Order from Chaos : A Preliminary Protocol for Determining the EROI of Fuels », *Sustainability*,

importantes a trait à la sélection des limites du système soumis à l'analyse permettant d'établir le taux de retour⁵. Par exemple, il est difficile de déterminer de façon cohérente le seuil au-delà duquel ne doit plus être prise en compte l'énergie dépensée pour produire un équipement qui sert au transport du pétrole : il faut certainement inclure l'énergie directement dépensée pour construire un oléoduc, mais il est moins évident qu'il faille tenir compte de l'investissement énergétique requis pour extraire et fondre l'acier utilisé dans la production des segments de canalisation de l'oléoduc.

Néanmoins, l'utilité du rendement énergétique est indéniable. Elle repose sur un raisonnement clair et simple : plus la quantité d'énergie dépensée pour produire un type d'énergie donné est petite, plus sa production est attrayante. À l'inverse, il est préférable d'écarter une filière énergétique lorsqu'elle requiert beaucoup d'énergie pour en produire peu.

2. LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DOIT DÉPASSER UN TAUX DE RETOUR MINIMAL

Pour fonctionner, le système économique dépend de sources d'énergie qui offrent un rendement énergétique supérieur à un seuil minimal.

L'énergie qu'emploie l'économie est utilisée soit à des fins discrétionnaires, soit dans des activités et processus de production essentiels⁶. Les activités et la production essentielles comprennent toutes les dépenses nécessaires pour : (1) maintenir à niveau l'infrastructure socio-économique (réparer et remplacer les ponts, les équipements de production, les véhicules, etc.), (2) garantir un niveau de vie minimal à la population (combler des besoins tels l'alimentation, le logement, l'habillement, etc.), (3) acquérir l'énergie nécessaire afin d'assurer la production d'énergie elle-même (explorer, extraire, raffiner et transporter le pétrole jusqu'au point de consommation, etc.).



vol. 3, n° 10, 2011, p. 1888-1907; Yongli ZHANG et Lisa COLOSI, « Practical ambiguities during calculation of energy ratios and their impacts on life cycle assessment calculations », *Energy Policy*, vol. 57, 2013, p. 630-633; Ingunn SAUR MODAHL, Hanne LERCHE RAADAL, Luc GAGNON et Tor HAAKON BAKKEN, « How methodological issues affect the energy indicator results for different electricity generation technologies », *Energy Policy*, vol. 63, 2013, p. 283-299.

5. *Ibid.* La littérature réfère souvent à cette question par les termes de « *system boundary selection* ». Il s'agit d'un problème commun pour les analyses de cycle de vie, dont l'étude du taux de rendement est un sous-groupe.

6. Charles HALL, Robert POWERS et William SCHOENBERG, « Peak Oil, EROI, Investments and the Economy in an Uncertain Future », David PIMENTEL (dir.), *Biofuels, Solar and Wind as Renewable Energy Systems: Benefits and Risks*, New York, Springer, 2008, p. 122-126. Voir aussi : Michael DALE, Susan KRUMDIECK et Pat BODGER, « A Dynamic Function for Energy Return on Investment », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1972-1985.

Une ressource dont le taux de retour est de 1 : 1 génère uniquement l'énergie nécessaire pour sa propre production, sans assurer le niveau de vie minimal de la population ni prendre en charge le maintien de l'infrastructure socio-économique. Un taux de retour de 1 : 1 n'est tout simplement pas viable.

Le niveau de développement économique en Occident requiert plutôt un taux de retour énergétique d'au moins 3 : 1⁷. À ce niveau minimal, l'économie ne peut pas croître mais tout au plus stagner. Il n'existe pas de surplus énergétique pour entreprendre des activités non essentielles comme un voyage en Floride ou la tonte et l'arrosage de sa pelouse⁸. C'est sous ce seuil minimal que le rendement énergétique du pétrole pourrait passer à moyen terme. La fin du pétrole serait due non pas à la déplétion de ressources encore vastes, mais plutôt à l'impossibilité de les produire à un rendement énergétique utile⁹.

3. UN DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE DÉPENDANT DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE ÉLEVÉ DU PÉTROLE

Le développement économique des cent dernières années a été alimenté par le pétrole¹⁰. Le rendement énergétique élevé de cette ressource explique en partie son attrait¹¹. Dans un contexte favorable, son taux de retour peut atteindre 100 : 1¹².



7. Charles HALL, Stephen BALOGH et David MURPHY, « What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? », *Energies*, vol. 2, n° 1, 2009, p. 25-47.

8. Charles HALL et Kent KLITGAARD, *Energy and the Wealth of Nations: Understanding the Biophysical Economy*, New York, Springer Verlag, 2012, p. 309 et suivantes.

9. C'est ce à quoi le ministère de la Défense du Royaume-Uni réfère comme le « *peak easy oil* » (DEVELOPMENT, CONCEPTS AND DOCTRINE CENTRE, *Strategic Trends Programme: Regional Survey – South Asia out to 2040*, London, UK Ministry of Defence, 2013. Pour une étude géopolitique prospective des interactions résultant des tensions entre la demande et l'offre de pétrole dans le contexte des changements climatiques combinés avec la raréfaction des ressources, voir Aviël VERBRUGGEN et Thijs VAN DE GRAAF, « Peak oil supply or oil not for sale? », *Futures*, vol. 53, 2013, p. 74-85. Selon cette étude, la contraction inévitable de la demande de pétrole pourrait motiver des opérations de déstabilisation d'une puissance productrice envers une autre afin de soutenir le prix de la ressource et maximiser la rente nationale assurée par la vente du pétrole.

10. Vaclav SMIL, *Energy Transitions – History, Requirements, Prospects*, Santa Barbara, Praeger, 2010, en particulier p. 62 et suivantes.

11. Charles HALL, Robert POWERS et William SCHOENBERG, « Peak Oil, EROI, Investments... », *op. cit.*, p. 109, et Culter CLEVELAND *et al.*, « Energy and the U.S. Economy: A Biophysical Perspective », *Science*, vol. 225, n° 4665, 1984, p. 890-897. Les autres principaux avantages du pétrole sont sa densité énergétique (la quantité d'énergie qu'un volume de pétrole contient est très grande) et l'aisance avec laquelle il peut être transporté.

12. Selon Cutler Cleveland, le ratio de 100 : 1 était le taux de rendement du pétrole aux États-Unis en 1930, c'est-à-dire à peu près au moment où la découverte de nouveaux gisements a connu son apogée dans ce pays (Cutler CLEVELAND, « Net energy from oil and gas extraction in the United States, 1954-1997 », *Energy*, vol. 30, n° 5, 2005, p. 769-782).

À un tel taux de retour, une dépense d'énergie équivalente à 1 litre de pétrole engagée afin d'en produire (forage, pompage, etc.) donne 100 litres de pétrole. En d'autres mots, seulement 1 % de l'énergie contenue dans 1 litre de pétrole doit être réinvesti dans le processus de production afin de maintenir l'approvisionnement en énergie ; les 99 % d'énergie excédentaire par litre peuvent être investis à discrétion dans la construction d'une autre route, un voyage à l'étranger ou un iPhone, au bénéfice de la croissance économique¹³. Ces chiffres permettent de mieux comprendre l'expansion sans précédent de l'économie au cours du XX^e siècle. Ils mettent aussi en doute les projections actuelles de croissance économique¹⁴.

La production globale d'énergie, assurée en bonne partie par le secteur pétrolier, doit augmenter de 1,3 % par année jusqu'à représenter 50 % de plus que la production actuelle en 2030 pour permettre une croissance économique modérée¹⁵. Toutefois, le pétrole est une ressource non renouvelable, sa consommation en diminue continuellement les réserves existantes, et son exploitation est soumise à des contraintes de plus en plus importantes¹⁶.

La production mondiale de brut conventionnel a atteint un pic historique de 70 millions de barils par jour en 2006¹⁷. La production de pétrole est inévitablement appelée à décliner¹⁸. Conformément aux prévi-



13. Aucun de ces exemples ne se qualifie comme activité de production essentielle selon la définition donnée dans la partie précédente.

14. David MURPHY, « Fossil fuels : Peak oil ss affecting the economy already », *Nature*, vol. 483, n° 7391, 2012, p. 541.

15. US JOINT FORCES COMMAND, *The Joint Operating Environment 2010*, Norfolk, USJFCOM, 2010, p. 24. Voir aussi : US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *International Energy Outlook*, Washington, USEIA, 2011.

16. Robert HIRSCH, Roger BEZDEK et Robert WENDLING, *Peaking of World Oil Production : Impacts, Mitigation and Risk Management*, rapport préparé pour le US Department of Energy, 2005.

17. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2010*, Paris, IEA, 2010, p. 125 et 126.

18. Il s'agit d'une perspective qui tire ses origines des travaux de King Hubbert (King HUBBERT, « Nuclear Energy and the Fossil Fuels », *American Petroleum Institute Drilling and Production Practice Proceedings*, 1956, p. 5). Des publications récentes étudient le pic de production pétrolière. Voir : UK ENERGY RESEARCH CENTRE, *Global Oil Depletion – An Assessment of the Evidence for a Near-Term Peak in Global Oil Production*, Londres, 2009 ; US GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE, *Crude Oil : Uncertainty about Future Oil Supply Makes It Important to Develop a Strategy for Addressing a Peak and Decline in World Oil Production*, rapport préparé pour Congressional Requesters, 2007 ; James MURRAY et David KING, « Climate policy : Oil's tipping point has passed », *Nature*, vol. 481, n° 7382, 2012, p. 433-435 ; Normand MOUSSEAU, *Au bout du pétrole : tout ce que vous devez savoir sur la crise énergétique*, Québec, Éditions MultiMondes, 2008. Pour une perspective critique envers la théorie du pic du pétrole, voir : Vaclav SMIL, *Energy Myths and Realities : Bringing Science to the Energy Policy Debate*, Washington, AEI Press, 2010, p. 60-78. Néanmoins, Ian Chapman conclut que : « supported by commercial interests, an unsubstantiated belief in market and technical solutions, and a narrow paradigmatic focus, critics of Peak Oil theory have used unreliable reserve data, optimistic assumptions about utilisation of unconventional supplies and unrealistic predictions for alternative energy production to discredit the evidence that the resource-limited peak in the world's production of conventional oil has arrived, diverting discussion from what should be a

sions, la production pétrolière suit actuellement un « plateau ondulant » étalé sur plusieurs années¹⁹.

Les ondulations du plateau de production sont dues à une rétroaction en boucle sommairement schématisée comme suit : (1) la croissance de l'économie augmente la demande de pétrole ; (2) les réserves de pétrole diminuent ; (3) la production peine à suivre la demande ; (4) le cours du pétrole grimpe ; (5) les coûts élevés ralentissent l'économie ; (6) la demande en pétrole diminue ; (7) le prix du pétrole baisse, ce qui relance l'économie²⁰.

4. DIMINUTION DU RENDEMENT DES HYDROCARBURES CONVENTIONNELS

Malgré tout, l'Agence internationale de l'énergie prévoit que les réserves de pétrole ne constitueront pas un facteur contraignant pour l'économie mondiale jusqu'en 2035²¹. Une approche basée sur le rendement énergétique offre une perspective différente²².

Le rendement énergétique des principales sources d'énergie tend à décroître depuis quelques décennies²³. En particulier, le taux de retour énergétique du pétrole est passé d'environ 100 : 1 en 1930 à 30 : 1 en 1970, pour tomber de 18 : 1 à 11 : 1 de nos jours²⁴. La diminution persistante du taux de retour à cause de l'épuisement des gisements actuels et du déplacement vers de nouveaux gisements plus difficiles d'accès, où l'extraction est plus

✦ ✦ ✦

serious topic for energy policy: how we respond to decreasing supplies of one of our most important energy sources» (Ian CHAPMAN, « The end of Peak Oil? Why this topic is still relevant despite recent denial », *Energy Policy*, 2013, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.010> (en prépublication).

19. Steve SORRELL *et al.*, « Oil Futures: A Comparison of Global Supply Forecasts » *Energy Policy*, vol. 38, n° 9, 2010, p. 4990-5003.

20. Jaromir BENES *et al.*, *The Future of Oil: Geology versus Technology*, International Monetary Fund, n° WP/12/109, 2012, et James HAMILTON, « Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08 », National Bureau of Economic Research, n° w15002, mai 2009.

21. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *World Energy Outlook 2012*, Paris, IEA, 2012, p. 97. En 2011, la production de pétrole brut restait en dessous du pic de 2006 (*ibid.*, p. 102).

22. Par ailleurs, une étude récente démontre que les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie doivent être considérées comme suspectes (Steve SORRELL *et al.*, « Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field size, reserve growth, decline rates and depletion rates », *Energy*, vol. 37, n° 1, 2012, p. 709-724).

23. Luc GAGNON, « Civilization and energy payback », *Energy Policy*, vol. 36, n° 9, 2009, p. 3317-3322. Par exemple, Jon Freise indique que le taux de retour du gaz naturel conventionnel canadien a diminué de 38 : 1 en 1993 à 15 : 1 en 2005 (Jon FREISE, « The EROI of conventional Canadian natural gas production », *Sustainability*, vol. 3, n° 11, 2011, p. 2080-2104).

24. David MURPHY et Charles HALL, « Year in review-EROI... », *op.cit.*, p. 110 ; Cutler CLEVELAND, « Net energy from oil... », *op.cit.* ; Nathan GAGNON, Charles HALL et Lysle BRINKER, « A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production », *Energies*, vol. 2, n° 3, 2009, p. 490-503 ; Adam BRANDT, « Oil Depletion and the Energy Efficiency of Oil Production: The Case of California », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1833-1854 ; Megan GUILFORD *et al.*, « A New Long Term Assessment of Energy Return on Investment (EROI) for U.S. Oil and Gas Discovery and Production », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1866-1887.

ardue et coûteuse, pourrait rendre l'exploitation du pétrole inintéressante à moyen terme²⁵.

Les nouvelles contraintes liées au pétrole pourraient générer assez d'inquiétude dans les coulisses du pouvoir pour expliquer l'étonnante insistance à mettre en œuvre des politiques d'austérité malgré la quasi-stagnation des économies occidentales depuis la grande récession de la fin des années 2000 et le succès historique des politiques keynésiennes de relance par le déficit public²⁶.

Les obligations et titres souverains financent la dette d'un pays en accordant à échéance un taux de rendement économique prédéterminé à l'investisseur qui les achète²⁷. Ces titres requièrent que l'assiette fiscale – les revenus publics – augmente de façon à permettre leur rachat et le paiement des intérêts par l'État aux investisseurs, ce qui dépend d'une croissance économique suffisante²⁸.

La diminution du taux de retour du pétrole mais aussi du charbon, qui assure une part accrue de la production énergétique mondiale, laisse penser que la croissance économique restera anémique pour un long



25. En s'appuyant sur plusieurs études scientifiques, Ajay Gupta et Charles Hall indiquent que : « *the EROI for global oil and conventional natural gas could reach 1 : 1 as soon as about 2022 given alternative input measurement methods* » (Ajay GUPTA et Charles HALL, « A Review of the Past and Current State of EROI Data », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1796 et 1798) Les auteurs reconnaissent que cette prévision est sujette à une marge d'erreur importante. Par exemple, l'exploitation des gisements d'hydrocarbures dans le golfe du Mexique pourrait varier de 4 : 1 à 7 : 1 (Matthew MOERSCHBAECHER et John DAY, « Ultra-Deepwater Gulf of Mexico Oil and Gas : Energy Return on Financial Investment and a Preliminary Assessment of Energy Return on Energy Investment », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 2009-2026).

26. L'étude récente de Michael Kumhof et Dirk Muir pour le compte du Fonds monétaire international indique que les inquiétudes causées par la production pétrolière doivent être prises au sérieux (Michael KUMHOF et Dirk MUIR, *Oil and the World Economy: Some Possible Futures*, International Monetary Fund, n° WP/12/256, octobre 2012). Au même effet, voir Thomas HELBLING *et al.*, « Oil Scarcity, Growth, and Global Imbalances », International Monetary Fund, *World Economic Outlook*, Washington, International Monetary Fund, 2011, chapitre 3 ; Christian LUTZ, Ulrike LEHR et Kirsten WIEBE, « Economic effects of peak oil », *Energy Policy*, vol. 48, 2012, p. 829-834. Des prévisions telles que celles contenues dans ces études pourraient peut-être expliquer l'insistance généralisée à produire du pétrole – insistance qui révèle cependant une mauvaise lecture des prévisions de ces études.

27. Une brève introduction aux titres souverains est fournie par FranceTv info (FRANCETV INFO, « Un titre souverain, c'est quoi ? », http://www.francetvinfo.fr/un-titre-souverain-c-est-quoi_25305.html (1^{er} mars 2013)).

28. Pour une perspective critique du taux de croissance, voir aussi Robert GORDON, « Is U.S. Economic Growth Over? Faltering Innovation Confronts the Six Headwinds », *National Bureau of Economic Research*, n° w18315, août 2012, <http://www.nber.org/papers/w18315> (24 avril 2014), selon qui : « *[t]here was virtually no growth before 1750, and thus there is no guarantee that growth will continue indefinitely. Rather, the paper suggests that the rapid progress made over the past 250 years could well turn out to be a unique episode in human history* ». Notons que cette conclusion vise les États-Unis, mais plusieurs arguments pourraient être valides à l'égard d'autres pays, tel le Canada.

moment²⁹. Pour éviter d’être piégé par une dette qui augmente indéfiniment à un taux supérieur au taux de croissance d’une économie déprimée par la faiblesse du rendement énergétique, il peut sembler primordial de réduire les dépenses publiques et de rembourser la dette aussi rapidement que possible³⁰.

5. QUELLES SOLUTIONS DE RECHANGE AUX HYDROCARBURES CONVENTIONNELS ?

Une autre solution serait de faire appel à une source d’énergie de rechange dont le rendement énergétique se compare avantageusement à celui du pétrole. En principe, la substitution de cette ressource au pétrole pourrait maintenir la croissance économique grâce à un taux de retour énergétique supérieur.

COMPARAISON DES TAUX DE RETOUR
PAR FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE

RESSOURCE ³¹	TAUX DE RETOUR ^{32*}
Pétrole conventionnel	1 : 1 à 18 : 1
Gaz naturel	10 : 1
Charbon	50 : 1
Nucléaire	5 : 1 à 15 : 1
Hydroélectricité	11 : 1 à 267 : 1
Éolien	18 : 1
Photovoltaïque	4 : 1 à 10 : 1
Marémotrice	6 : 1
Géothermal	2 : 1 à 13 : 1
Éthanol (canne à sucre)	0,8 : 1 à 10 : 1
Éthanol (maïs)	0,8 : 1 à 1,6 : 1
Biodiesel	1,3 : 1

✦ ✦ ✦

29. Jeff RUBIN, *The End of Growth*, Toronto, Random House, 2012. À propos de la part croissante du charbon dans la production d’énergie mondiale, voir BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy June 2012*, Londres, BP, 2012, p. 40-41.

30. La politique courante de rachat des bons du trésor américains par la Réserve fédérale à hauteur de plusieurs dizaines de milliards de dollars par mois peut s’interpréter selon cette perspective.

31. Sources : Richard HEINBERG, *Searching for a Miracle : « Net Energy » Limits and the Fate of Industrial Society*, 2009, p. 55, et David MURPHY et Charles HALL, « Year in review-EROI... », *op. cit.*, p. 109.

32. Taux sujet à des marges d’erreur importantes et à des variations significatives selon le contexte de production.

La comparaison des taux de retour de différentes filières énergétiques montre les options disponibles. Elle explique le recours accru au charbon malgré ses impacts en matière d'émissions de gaz à effet de serre³³. Elle permet aussi d'écarter certaines filières, tel l'éthanol de maïs, parce que leur rendement énergétique ne dégage pas des surplus suffisants pour soutenir l'économie³⁴.

L'hydroélectricité et, dans une moindre mesure, l'éolien sont les énergies renouvelables les plus intéressantes. Toutefois, le potentiel de développement de la première est limité par la géographie du réseau hydrographique, c'est-à-dire le nombre et l'éloignement des sites disponibles, tandis que la seconde produit un apport intermittent en fonction du vent.

Le taux de retour des diverses filières énergétiques est encore sujet à des incertitudes importantes, faute d'étude scientifique détaillée. Il varie largement d'une région à l'autre en fonction du contexte local de production. Néanmoins, une perspective générale permet de conclure que la diminution persistante du rendement du pétrole à partir de son sommet historique de 100 : 1 marque la fin des surplus énergétiques abondants et que les ressources autres ne peuvent assurer l'après-pétrole sans contraintes majeures.

6. LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE : UN CONCEPT INUTILISÉ AU QUÉBEC

Au Québec, les politiques énergétiques ne tiennent pas compte du taux de retour³⁵. Hydro-Québec fait appel à un concept équivalent, le rendement de l'investissement énergétique (appelé *energy payback ratio* en anglais), afin d'évaluer les différentes options de production d'électricité sur l'ensemble de leur cycle de vie, telles que l'hydroélectricité, le charbon ou la biomasse³⁶.

✦ ✦ ✦

33. Les données relatives au charbon sont notoirement incomplètes. La diminution de la densité énergétique du charbon (c'est-à-dire de l'énergie contenue par un volume de charbon donné) depuis de nombreuses années mène plusieurs à soupçonner que son taux de retour est largement inférieur à 50 : 1. À propos d'un pic prochain de la production du charbon, voir : ENERGY WATCH GROUP, *Coal: Resources and Future Production*, n° 1, mars 2007, et Tadeusz PATZEK et Gregory CROFT, « A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis », *Energy*, vol. 35, n° 3, 2010, p. 3109-3122.

34. Notons que la stratégie énergétique du Québec visait à accroître le recours à l'éthanol de maïs à 5 % des carburants consommés en transport et à accroître la pénétration du biodiesel (QUÉBEC, « L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Gouvernement du Québec, 2006 », <http://www.mrn.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf> (27 février 2013), p. 48-49, 68-69).

35. Dans la littérature québécoise, Jean-François Lefebvre, Nicole Moreau et Jonathan Théorêt font un survol du rendement énergétique (Jean-François LEFEBVRE, Nicole MOREAU et Jonathan THÉORÊT, *Énergies renouvelables. Mythes et obstacles : de la réhabilitation de l'électricité au développement de l'énergie durable*, Québec, Multimondes, 2010, p. 64-66).

36. Luc GAGNON, « Rendement de l'investissement énergétique des options de production d'électricité, Montréal, Hydro-Québec, 2005 », http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/documenta-tion/pdf/options_energetiques/rendement_investissement.pdf (20 février 2013).

En comparant la quantité d'énergie produite pendant la durée de vie normale de divers types d'équipements à l'énergie requise pour les construire, les entretenir et les alimenter en ressources, Hydro-Québec identifie les filières de production les plus avantageuses. Cette analyse confirme l'attrait de l'hydroélectricité et de l'éolien.

Néanmoins, le rendement énergétique reste généralement inutilisé. La *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015* n'en fait aucune mention³⁷. N'en touchent pas mot non plus les deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) en cours à l'égard des gaz de schiste et des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

L'évaluation de la pertinence de l'exploitation des gaz de schiste procède principalement sur une base financière à partir des coûts directs et indirects aux plans économique, social et environnemental³⁸. Tout au plus l'étude EC1-2 de l'ÉES aurait-elle dû comparer le gaz de schiste à d'autres filières énergétiques dans l'optique du développement durable, ce qu'elle ne fait même pas en fin de compte.

L'analyse des coûts d'une filière énergétique qui repose sur une quantification financière pour comparer différentes options de développement sans inclure le rendement énergétique net ne permet pas une évaluation complète³⁹.

7. RENDEMENT DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

L'utilisation du taux de retour pour évaluer la pertinence du développement des hydrocarbures non conventionnels des Basses-Terres du Saint-Laurent, de la Gaspésie, d'Anticosti et du golfe du Saint-Laurent est d'autant plus essentielle que le gouvernement affiche une volonté ferme d'encourager leur



37. QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec...*, op.cit.

38. COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE, « Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, version finale, avril 2012, Québec, Gouvernement du Québec, 2012, p. 54-62 », http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/05/plan-realisation-EES-final_avril-2012.pdf (20 février 2013). Voir aussi COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE, « L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénario de développement, version finale, novembre 2012 », <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1-CEES.pdf> (27 février 2013).

39. Pour une analyse de la relation entre l'aspect financier et le taux de retour, voir : Carey KING et Charles HALL, « Relating Financial and Energy Return on Investment », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1810-1832 et Philip HENSHAW, Carey KING et Jay ZARNIKAU, « System Energy Assessment (SEA), Defining a Standard Measure of EROI for Energy Businesses as Whole Systems », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1908-1943.

développement sans tenir compte d'études récentes qui démontrent le faible rendement énergétique de filières similaires à l'extérieur de la province⁴⁰.

Une analyse préliminaire publiée en 2011 avance que le taux de retour de certains types de pétrole de schiste pourrait être de 2 : 1, c'est-à-dire bien inférieur à celui du pétrole conventionnel et même inférieur au seuil minimal de 3 : 1 requis pour soutenir l'économie⁴¹.

Un rapport détaillé dont les résultats ont été publiés en février 2013 dans la revue *Nature* indique que le faible rendement énergétique du pétrole de schiste, le déclin accéléré des puits stimulés par fracturation, l'épuisement déjà apparent des meilleurs gisements et le rythme élevé de forage requis pour maintenir la production à niveau font de cette ressource une solution de rechange sans intérêt à moyen terme⁴². Certaines analyses économiques de gisements de pétrole de schiste aux États-Unis font écho à cette conclusion⁴³.



40. Outre le pétrole de schiste, le taux de rendement énergétique des sables bitumineux a été estimé à environ 5 : 1 (Nate HAGENS, « Unconventional Oil: Tar Sands and Shale Oil – EROI on the Web, Part 3 of 6, The Oil Drum, 15 avril 2008 », <http://www.theoil Drum.com/node/3839> (21 février 2013); Mason INMAN, « The True Cost of Fossil Fuels », *Scientific American*, vol. 308, n° 4, avril 2013, p. 58-61; Mason INMAN, « Behind the Numbers on Energy Return on Investment », *Scientific American*, vol. 308, n° 4, 11 avril 2013, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=eroi-behind-numbers-energy-return-investment> (20 avril 2013)). Par ailleurs, le remplacement du gaz conventionnel par le gaz de schiste pourrait entraîner un effondrement subit de la production de gaz naturel aux États-Unis malgré une évaluation préliminaire avantageuse du taux de retour de cette ressource (Bryan SELL, David MURPHY et Charles HALL, « Energy Return on Energy Invested for Tight Gas Wells in the Appalachian Basin, United States of America », *Sustainability*, vol. 3, n° 10, 2011, p. 1986-2008; BUREAU OF ECONOMIC GEOLOGY, « New, Rigorous Assessment of Shale Gas Reserves Forecasts Reliable Supply from Barnett Shale Through 2030 », 28 février 2013, <http://www.utexas.edu/news/2013/02/28/new-rigorous-assessment-of-shale-gas-reserves-forecasts-reliable-supply-from-barnett-shale-through-2030> (28 février 2013)). Contrairement au portrait qui se dégage de ce qui précède, une étude récente indique que le taux de retour du gaz dans le schiste de Marcellus serait supérieur à 64 : 1 (Michael AUCOTT et Jacqueline MELILLO, « A Preliminary Energy Return on Investment Analysis of Natural Gas from the Marcellus Shale », *Journal of Industrial Ecology*, 2013, (prépublication)). Ces résultats semblent difficiles à réconcilier avec la conclusion de Alexander Dale (Alexander DALE *et al.*, « Process Based Life-Cycle Assessment of Natural Gas from the Marcellus Shale », *Environmental Science and Technology*, vol. 47, n° 10, 2013, p. 5459), selon quoi : « Results show that GHG emissions through combustion are similar to conventional natural gas, with an EROI of 12 : 1 (90 % confidence interval of 4 : 1–13 : 1), lower than conventional fossil fuels but higher than unconventional oil sources ». Une étude publiée en février offre un éclairage différent sur les dessous financiers de l'industrie des gaz de schiste (Deborah ROGERS, *Shale and Wall Street: Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated?*, *Energy Policy Forum*, février 2013).

41. Cutler CLEVELAND et Peter O'CONNOR, « Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale », *Sustainability*, vol. 3, n° 11, 2011, p. 2307-2322. Notons que le pétrole de schiste dont il est question dans cet article diffère de celui qui se trouve dans le sous-sol de la Gaspésie et d'Anticosti.

42. David HUGHES, « Energy: A reality check on the shale revolution », *Nature*, vol. 494, n° 7437, 21 février 2013, p. 307-308; David HUGHES, *Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?*, Santa Rosa, Post Carbon Institute, 2013.

43. Rune LIKVEM, « Is Shale Oil Production from Bakken Headed for a Run with "The Red Queen" ? », *The Oil Drum*, 25 septembre 2012, <http://www.theoil Drum.com/node/9506> (27 février 2013).

L'exploitation du pétrole de schiste pourrait aussi entraîner des impacts environnementaux importants. Le passage à un taux de retour inférieur qu'implique la transition du pétrole conventionnel au pétrole de schiste requiert un accroissement significatif des activités d'extraction émettrices de gaz à effet de serre (GES) pour seulement maintenir l'activité économique à un niveau donné⁴⁴. Or le Québec a prévu réduire ses émissions de GES de 20 % en 2020 par rapport à 1990, et la communauté scientifique lance des avertissements de plus en plus pressants à propos du réchauffement planétaire⁴⁵.

Il est essentiel de procéder à l'étude du rendement énergétique du pétrole de schiste dans le contexte québécois avant de s'engager dans l'exploitation de cette ressource. Ses impacts environnementaux devraient faire l'objet d'une attention spécifique. L'étude de ce concept pourrait fournir des informations cruciales pour les orientations que le gouvernement provincial entend transposer dans le nouvel encadrement légal des activités de développement des hydrocarbures sans cesse annoncé et reporté à plus tard. Les questions soulevées à cet égard sont d'autant plus pressantes que les hydrocarbures non conventionnels devraient assurer 100 % de l'accroissement de l'offre énergétique mondiale au cours de la décennie 2010, selon les projections de British Petroleum⁴⁶.



44. Sans même la considération des taux de retour énergétiques, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels semble augmenter l'émission de GES (Adam BRANDT et Alexander FARRELL, « Scraping the bottom of the barrel : greenhouse gas emission consequences of a transition to low-quality and synthetic petroleum resources », *Climatic Change*, vol. 84, n^{os} 3-4, 2007, p. 241-263 ; Jennifer MCKELLAR *et al.*, « A life cycle greenhouse gas emissions perspective on liquid fuels from unconventional Canadian and US fossil sources », *International Journal of Global Warming*, vol. 1, n^{os} 1-2-3, 2009, p. 160-178 ; Adam BRANDT, « Variability and Uncertainty in Life Cycle Assessment Models for Greenhouse Gas Emissions from Canadian Oil Sands Production », *Environmental Science and Technology*, vol. 46, n^o 2, 2012, p. 1253-1261 ; Adam BRANDT, « Variability and Uncertainty in Life Cycle Assessment Models for Greenhouse Gas Emissions from Canadian Oil Sands Production », <http://ceri-mines.org/documents/27symposium/papers/ma15-2brandt.pdf> (27 février 2013)).

45. QUÉBEC, *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques*, Gouvernement du Québec, 2012. À propos du réchauffement climatique, voir notamment : POTSDAM INSTITUTE FOR CLIMATE IMPACT RESEARCH AND CLIMATE ANALYTICS, *Turn Down the Heat: Why a 4 °C Warmer World Must Be Avoided*, Washington, International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 2012 ; Joeri ROGELJ *et al.*, « 2020 Emissions Levels Required to Limit Warming to Below 2 °C », *Nature : Climate Change*, 2012 (en prépublication) ; Joeri ROGELJ *et al.*, « Emission Pathways Consistent with a 2 °C Global Temperature Limit », *Nature : Climate Change*, vol. 1, n^o 8, 2011, p. 413-418 ; John VIDAL, « Large Rise in CO₂ Emissions Sounds Climate Change Alarm », *The Guardian*, 8 mars 2013, <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/mar/08/hawaii-climate-change-second-greatest-annual-rise-emissions> (8 mars 2013) ; Glen PETERS *et al.*, « The challenge to keep global warming below 2 °C », *Nature : Climate Change*, vol. 3, n^o 1, 2013, p. 4-6.

46. BRITISH PETROLEUM, *BP Energy Outlook 2030 January 2013*, London, BP, 2013, p. 40.

8. PERSPECTIVES QUÉBÉCOISES SUR LA DIMINUTION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

Dans un contexte global de diminution des surplus énergétiques à cause de la dégradation des taux de retour, le Québec semble fortuné de nager dans les excédents d'électricité dégagés par Hydro-Québec⁴⁷. Mais la situation pourrait être temporaire⁴⁸.

La province est aussi dépendante du pétrole, qui est entièrement importé et qui assure environ 40 % de la consommation totale d'énergie, principalement à des fins de transport⁴⁹. À échéance, il faudrait lui substituer d'autres sources d'énergie pour éviter une contraction économique résultant de la diminution du rendement énergétique du pétrole extrait à l'étranger, diminution qui s'exprime par l'accroissement de la facture d'importation dans la balance commerciale du Québec⁵⁰.

✦ ✦ ✦

47. HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, « État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, 1^{er} novembre 2012 », http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Plan_Appro_2011-2020/HQD_EtatAvancement_01nov2012.pdf (5 mars 2014) ; Robert DUTRISAC, « Hydro-Québec – 1,5 milliard pour des surplus d'électricité imposés par les libéraux », *Le Devoir*, 13 février 2013, <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/370785/1-5-milliard-pour-des-surplus-d-electricite-imposes-par-les-liberaux> (27 février 2013) ; PRESSE CANADIENNE, « Marois veut se servir des surplus d'électricité pour attirer des investissements », *Le Devoir*, 23 janvier 2013, <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/369048/marois-veut-se-servir-des-surplus-d-electricite-pour-attirer-des-investissements> (27 février 2013) ; Marco BÉLAIR-CIRINO, « Hydro-Québec – De l'électricité achetée en pure perte », *Le Devoir*, 16 janvier 2013, <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/368455/de-l-electricite-achetee-en-pure-perte> (27 février 2013) ; Fabien DEGLISE, « Un milliard de coûts inutiles pour Hydro-Québec », *Le Devoir*, 30 juillet 2009, <http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/260926/un-milliard-de-couts-inutiles-pour-hydro-quebec> (27 février 2013) ; PRESSE CANADIENNE, « Électricité – Les surplus aideront à attirer les investisseurs, selon Marois », *Le Devoir*, 24 janvier 2013, <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/369071/electricite-les-surplus-aideront-a-attirer-les-investisseurs-selon-marois> (27 janvier 2013). Selon RÉGIE DE L'ÉNERGIE, « Rapport annuel 2011-2012 », http://www.regie-energie.qc.ca/documents/rapports_annuels/rapp_ann_2011-2012.pdf (27 février 2013), p. 12 : « Dans le cadre de son plan d'efficacité énergétique couvrant la période 2003-2015, le Distributeur prévoit investir 2,3 G\$ pour ses programmes et activités, auxquels se greffent 0,9 G\$ déboursés par les clients. À terme, en 2015, ce seront donc 3,2 G\$ qui auront été consacrés en efficacité énergétique dans le secteur électrique québécois. Les économies d'énergie anticipées à l'horizon 2015 découlant de ses programmes sont de 7,6 TWh ».

48. Outre les tendances lourdes, l'issue des débats juridiques engagés afin de garantir l'approvisionnement d'Hydro-Québec aux chutes Churchill est l'un des facteurs circonstanciels qui pourraient jouer un rôle à l'égard de la réduction de l'abondance énergétique au Québec. Les chutes Churchill assurent une portion significative de l'approvisionnement d'Hydro-Québec à faible coût. Quant à l'aspect juridique de cette question, voir notamment Hugo JONCAS, « Hydro-Québec en Cour supérieure contre Churchill Falls », *Les Affaires*, 22 juillet 2013, <http://www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/energie/hydro-quebec-en-cour-superieure-contre-churchill-falls/559852#.UjDE2H8mwVc> (1^{er} septembre 2013) et DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES, *Legal Options : S92A, Good Faith and Regulatory Proceedings in Quebec*, Saint-Jean : Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador, 2012.

49. RESSOURCES NATURELLES QUÉBEC, « Consommation d'énergie par forme », <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-forme.jsp> (27 février 2013).

50. Selon la stratégie énergétique du Québec : « Sur le plan économique, cette dépendance vis-à-vis de l'extérieur nous coûte cher : en 2005, les importations de pétrole et de gaz naturel ont représenté une facture d'environ 10 milliards de dollars, en augmentation de plus de 30 % par rapport à 2003. [...] Ces défis nécessitent d'autant plus une réponse qu'à l'échelle mondiale les réserves traditionnelles en

Le gouvernement a récemment annoncé son engagement pour l'électrification des transports⁵¹. C'est un pas dans la bonne direction puisque le pétrole fournit presque 100 % de l'énergie utilisée par ce secteur⁵².

Selon la stratégie énergétique du Québec, l'accroissement de l'efficacité énergétique offre aussi des avantages importants à plusieurs plans, y compris une réduction de la consommation de produits pétroliers équivalente à 2 millions de tonnes par année à l'horizon 2015⁵³. La réduction de la consommation d'électricité grâce à l'efficacité énergétique peut libérer des surplus additionnels qui permettraient, en principe, de substituer l'hydroélectricité au pétrole. Par exemple, la récente bonification du programme résidentiel de rénovation éco-énergétique est susceptible de favoriser une meilleure efficacité énergétique⁵⁴.

Ce tableau avantageux ne doit pas occulter la croissance presque continue de la consommation d'énergie, qui s'est élevée en moyenne à 0,84 % par année entre 1984 et 2009⁵⁵. Le Québec est l'un des endroits au monde où il se consomme le plus d'électricité par habitant, soit 26 072 kWh

✦ ✦ ✦

hydrocarbures diminuent, alors que la demande ne cesse d'augmenter. Les hausses de prix subies en 2005 donnent un avant-goût de la situation à laquelle toutes les économies dépendantes des hydrocarbures seront confrontées à un horizon plus ou moins éloigné : on doit s'attendre à une compétition de plus en plus féroce, sur le plan international, pour avoir accès à des sources d'approvisionnements fiables et sécuritaires. Cette compétition se reflétera sur les prix, qui pourraient augmenter sur une longue période. Tous les pays importateurs d'hydrocarbures adaptent leurs politiques énergétiques en fonction de cette réalité » (QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec...*, op. cit. p. 80-82). Selon Normand Mousseau : « De 2002 à 2008, le prix du baril de pétrole a été multiplié par cinq. Depuis la fin de 2010, le prix du baril de Brent, qui détermine le prix des importations québécoises, oscille autour de 100 \$, du jamais vu sur une aussi longue période. Cela coûte très cher au Québec. En 2012, l'importation de pétrole représentait 13,7 milliards de dollars de son déficit commercial sur un total de 20,8 milliards de dollars » (Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre...*, op. cit., p. 2).

51. Marco BÉLAIR-CIRINO, « Un avenir électrisant pour le Québec : la première ministre entend s'atteler à l'électrification des transports », *Le Devoir*, 16 février 2013, p. C1-C2 ; Jessica NADEAU, « Commission sur le déclassement de Gentilly-2 : du nucléaire au monorail électrique ? », *Le Devoir*, 31 janvier 2013, p. A2.

52. Selon la stratégie énergétique du Québec : « À lui seul, le pétrole représentait 99,7 % de la consommation en énergie du secteur des transports [en 2003] » (QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec...*, op. cit., p. 80). Voir aussi Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre...*, op. cit., p. 31.

53. QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec...*, op. cit., p. 47.

54. RESSOURCES NATURELLES QUÉBEC, « La ministre Martine Ouellet annonce une bonification du programme Rénoclimat de 34,1 M\$ », <http://www.efficaciteenergetique.mrnf.gouv.qc.ca/actualites/details/comm/381/2/> (27 février 2012).

55. RESSOURCES NATURELLES QUÉBEC, « Consommation totale d'énergie », <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques-consommation-energie.jsp> (27 février 2013). Selon Normand Mousseau : « De 1990 à 2009, la consommation totale d'énergie au Québec est passée de 35 à 39 mtep, soit une augmentation d'un peu plus de 11 % » (Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre...*, op. cit., p. 26).

par personne en 2009⁵⁶. Or l'amélioration de l'efficacité énergétique n'offre une solution à la diminution des taux de retour que dans la mesure où l'augmentation de la demande en énergie décroît⁵⁷.

Face au déclin du rendement énergétique, la substitution de l'électricité au pétrole ne peut se conjuguer durablement à la hausse de la consommation d'énergie par habitant. À cet égard, il est délicat que l'État québécois considère les bénéfices d'Hydro-Québec comme un revenu essentiel qui doit augmenter à long terme⁵⁸. Il peut en résulter un biais en faveur de la croissance de la consommation d'électricité qui s'agence mal avec les contraintes imposées par la diminution des taux de retour énergétique. D'ailleurs, l'ensemble des actions en efficacité énergétique vise une cible d'économies d'électricité de 11 TWh d'ici 2015 qui ne sera pas atteinte au rythme actuel⁵⁹.

9. CONTRAINTES ISSUES DE LA RÉDUCTION DU RENDEMENT SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La transition vers une économie alimentée par un substitut au pétrole est sujette à des contraintes importantes dans un contexte de diminution des rendements énergétiques.

Premièrement, plus faible est le taux de retour des ressources énergétiques qui alimentent l'économie, plus longue est la période de rem-

✦ ✦ ✦

56. RESSOURCES NATURELLES QUÉBEC, « Consommation d'électricité », <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-electricite.jsp> (27 février 2013) ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, « 2009 Energy Balance for Canada », <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC> (27 février 2013) ; WORLD BANK, « Electric Power Consumption (kWh per capita) », http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=CA (27 février 2013).

57. Cette affirmation est illustrée par le constat de Normand Mousseau : « En bref, l'énergie économisée par habitant a été utilisée entièrement pour de nouveaux usages, ne permettant pas de réduire, voire de stabiliser la consommation totale d'énergie du secteur résidentiel » (Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre...*, op. cit., p. [page de la citation]).

58. FINANCES ET ÉCONOMIE QUÉBEC, « Plan budgétaire 2013-2014, Québec, Gouvernement du Québec, 2012 », <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2013-2014/fr/documents/Planbudgetaire.pdf> (27 février 2013), p. A.101-A.102 ; *Projet de loi n° 25 – Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, Assemblée nationale, 40^e législature, 1^{re} session, Québec, Éditeur officiel du Québec, 2013. À l'égard des bénéfices d'Hydro-Québec, voir FINANCES QUÉBEC, « Budget 2012-2013 – Le Québec et ses ressources naturelles : pour en tirer le plein potentiel, Québec, Gouvernement du Québec, 2012 », <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2012-2013/fr/documents/Ressources.pdf> (27 février 2013), p. 28. Selon André Dubuc : « Au 31 décembre 2011, le bénéfice net de la société s'est élevé à 2,61 milliards de dollars, en hausse de 96 millions, ou de 3,8 %, par rapport à 2010 » (André DUBUC, « Hydro-Québec augmente ses profits », *La Presse*, 28 mars 2012, <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201203/28/01-4510195-hydro-quebec-augmente-ses-profits.php> (27 février 2013)). Voir aussi Marco BÉLAIR-CIRINO, « Exiger davantage d'Hydro nuirait à l'économie », *Le Devoir*, 30-31 mars 2013, p. C1-C2.

59. QUÉBEC, *L'énergie pour construire le Québec de demain : la stratégie énergétique du Québec...*, op. cit., p. 43, et Normand MOUSSEAU (dir.), *De la réduction des gaz à effet de serre...*, op. cit., p. 46.

placement des infrastructures et des équipements de production. Ce principe découle d'une modélisation des processus économiques qui tient compte des contraintes thermodynamiques⁶⁰.

La théorie économique classique veut que le capital et le travail soient les deux principaux facteurs de croissance. Une nouvelle approche indique que l'accumulation du capital et la productivité du travail dépendent de la transformation et de l'agrégation de l'énergie dépensée dans les processus économiques. La conversion d'une économie fondée sur l'exploitation d'une source d'énergie particulière demande la conversion des moyens de production pour les adapter à un autre type d'énergie. Plus le capital matériel accumulé est important, comme dans les pays développés, plus l'effort et la période de conversion sont grands pour conserver un niveau de capitalisation équivalent. Certains auteurs avancent que le délai de conversion pourrait s'élever à 20 ans⁶¹.

La conversion demande que des surplus énergétiques significatifs soient disponibles en excédent des dépenses énergétiques requises pour assurer un niveau de vie minimal, le maintien à niveau des infrastructures et la production d'énergie elle-même. Or la diminution des taux de rendement indique une réduction prévisible des surplus énergétiques⁶². Plus tôt une économie s'engage dans le processus de transition énergétique, moins elle est susceptible d'éprouver des difficultés de conversion⁶³. À l'inverse, plus la décision d'amorcer la transition est différée, plus difficile est la conversion et plus probable devient la contraction de l'économie⁶⁴. En somme, chaque décision d'immobiliser des surplus énergétiques raréfiés dans la rénovation



60. À cet égard, voir notamment : Robert AYRES, « On the Practical Limits to Substitution », *Ecological Economics*, vol. 61, n° 1, 2007, p. 115-128 ; Robert AYRES et Benjamin WARR, « Accounting for Growth : The Role of Physical Work », *Structural Change and Economic Dynamics*, vol. 16, n° 2, 2005, p. 181-209 ; Reiner KÜMMEL, Julian HENN et Dietmar LINDENBERGER, « Capital, labor, energy and creativity: modeling innovation diffusion », *Structural Change and Economic Dynamics*, vol. 13, n° 4, 2002, p. 415-433 ; Reiner KÜMMEL, *The Second Law of Economics – Energy, Entropy, and the Origins of Wealth*, Springer, Verlag, 2011 ; Charles HALL et Kent KLITGAARD, *Energy and the Wealth of Nations...*, *op. cit.* ; Michael DALE, Susan KRUMDIECK et Pat BODGER, « Future Scenarios for the Global Energy Supply System. A Biophysical Perspective, 10 janvier 2013 », http://www.researchgate.net/publication/236649206_Future_Scenarios_for_the_Global_Energy_Supply_System_-_a_Biophysical_Perspective (1^{er} septembre 2013).

61. Robert HIRSCH, Roger BEZDEK et Robert WENDLING, *Peaking of World Oil Production...*, *op. cit.*

62. Michael DALE, Susan KRUMDIECK et Pat BODGER, « Net energy yield from production of conventional oil », *Energy Policy*, vol. 39, n° 11, 2011, p. 7095-7102.

63. Pour une perspective intéressante sur les contraintes matérielles qui s'exercent sur ce type de processus de transition dans le contexte d'une réduction des surplus énergétiques, voir Mathijs HARMESEN, Lex ROES et Martin PATEL, « The impact of copper scarcity on the efficiency of 2050 global renewable scenarios », *Energy*, vol. 50, n° 1, 2013, p. 62-73.

64. Christian KERSCHNER *et al.*, « Economic vulnerability to peak oil », *Global Environmental Change*, 2013, <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2013.08.015> (en prépublication).

ou la construction d'infrastructures destinées au fonctionnement d'une économie basée sur le pétrole et les hydrocarbures rend plus improbable une transition énergétique réussie⁶⁵.

Deuxièmement, le développement de filières énergétiques autres doit être réalisé dans le respect de l'environnement. L'option hydroélectrique illustre cet impératif. Dans la politique nationale de l'eau de 2002, le gouvernement provincial s'engageait à mieux protéger les débits d'eau en aval des barrages pour préserver les écosystèmes qui en dépendent⁶⁶. Cet engagement n'a pas été respecté⁶⁷. Comme l'a récemment constaté le commissaire au développement durable du Québec, l'application et le suivi de la politique de l'eau sont inadéquats⁶⁸. Une éventuelle décision d'accroître le développement de l'hydroélectricité pour assurer la transition vers une économie sans carbone devrait impérativement s'accompagner des précautions nécessaires pour protéger les débits écologiques et les écosystèmes aquatiques.

CONCLUSION

Les opposants à l'exploitation du pétrole et du gaz de schiste sont souvent dépeints comme des apôtres de l'immobilisme. Une analyse fondée sur le rendement énergétique pourrait étayer leur position et remettre en question la volonté de développer les ressources en hydrocarbures au Québec. Le maintien des investissements en faveur du développement et de l'exploitation des hydrocarbures entrave les changements nécessaires afin de s'engager dans un processus de transition énergétique. Compte tenu de l'utilité du rendement énergétique net, cet article propose l'utilisation du concept, sous l'une ou l'autre de ses appellations, comme l'un des principes directeurs de la prochaine politique énergétique québécoise afin de favoriser un plan de développement cohérent qui soit en mesure de favoriser les filières énergétiques les plus avantageuses au Québec dans une perspective de développement durable.



65. Katherine ARBUTHNOTT et Brett DOLTER, « Escalation of commitment to fossil fuels », *Ecological Economics*, vol. 89, 2013, p. 7-13.

66. Voir l'engagement 22 dans QUÉBEC, *L'eau, la vie, l'avenir. Politique nationale de l'eau*, Québec, Gouvernement du Québec, 2002, p. 93.

67. Hugo TREMBLAY, « The Emergence of Environmental Flow Protection in Québec Law », *Les Cahiers de droit*, vol. 51, n^{os} 3-4, 2010, p. 801-825.

68. [S. A.] « Interventions gouvernementales. Gouvernance de l'eau », *Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2012-2013 – Rapport du commissaire au développement durable Hiver 2013*, chapitre 3, http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2012-2013-CDD/fr_Rapport2012-2013-CDD-Chap03.pdf (27 février 2013).