

Rendement de l'investissement énergétique

des options de production d'électricité

Définition

Le *rendement de l'investissement énergétique* (appelé *energy payback ratio* en anglais) est le ratio entre la quantité d'énergie produite pendant la durée de vie normale d'un équipement, divisée par l'énergie requise pour le construire, l'entretenir et l'alimenter en ressources. Plus le ratio est élevé, meilleur est le rendement. Un équipement ayant un rendement situé entre 1 et 1,5 consomme presque autant d'énergie que la quantité produite, de sorte qu'il n'a pas sa raison d'être.

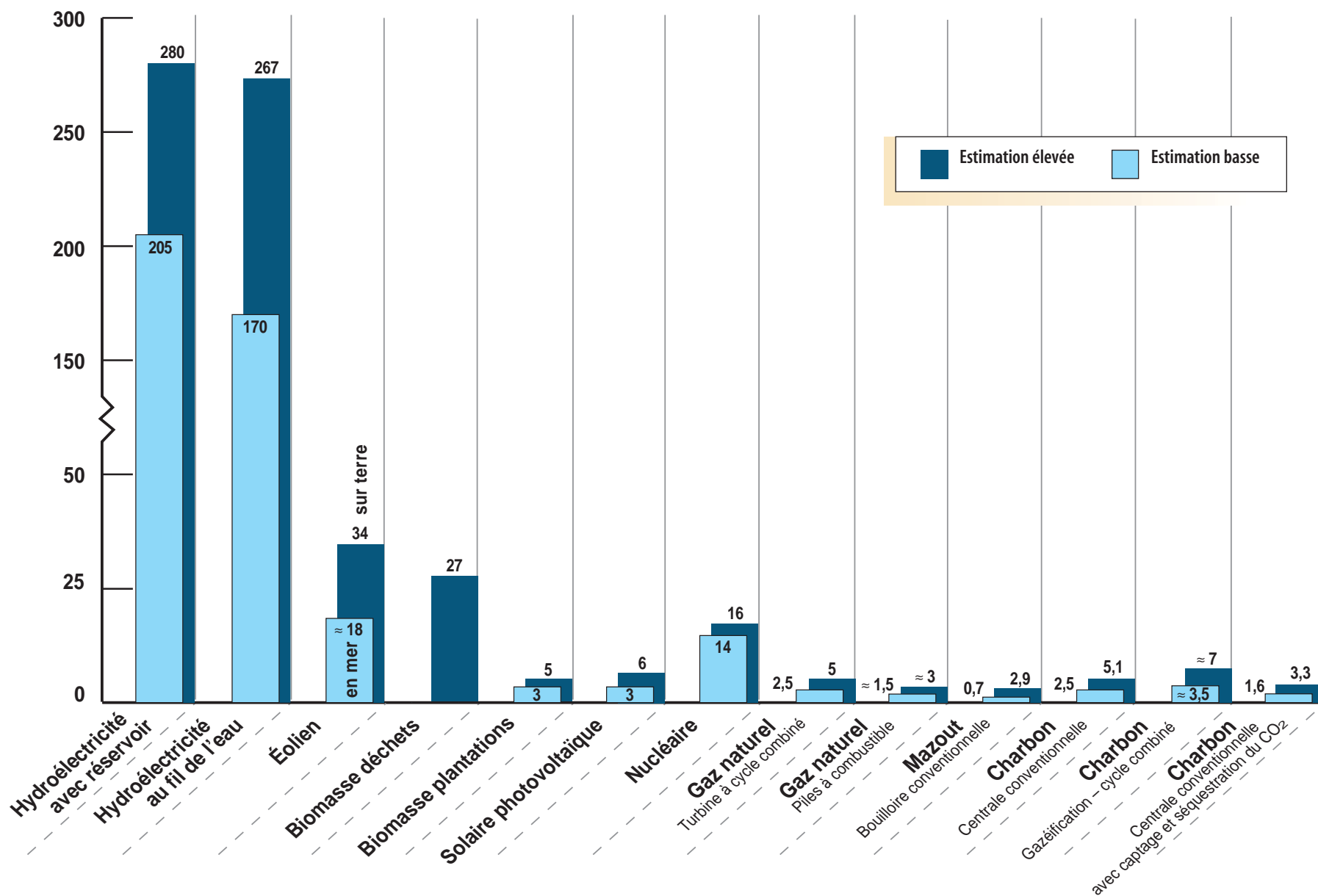
Faits saillants

- L'**hydroélectricité** présente les meilleures performances, avec des rendements supérieurs à 170, alors que les rendements varient entre 1,6 et 7 pour les combustibles fossiles. Dans le cas des projets hydroélectriques évalués au Québec, sur la base d'une durée de vie de 100 ans, la performance est de 205 pour une centrale avec réservoir et de 267 pour une centrale au fil de l'eau.
- Les grandes **éoliennes** offrent également un bon rendement (34) pour les meilleurs sites en milieu terrestre. Cependant, cette valeur est surestimée, car les calculs ne tiennent pas compte des équipements d'appoint requis pour compenser les fluctuations de la production éolienne.
- L'électricité de la **biomasse** présente également un bon rendement (27) lorsqu'elle est tirée des déchets de l'industrie forestière. Cependant, lorsque des plantations d'arbres sont aménagées à des fins de production d'électricité, le rendement est bien inférieur (de 3 à 5), car l'exploitation d'une plantation exige une grande quantité d'énergie. Pour tout scénario de biomasse, la centrale doit être située à proximité de la source de biomasse, sinon le rendement de l'investissement énergétique chute à un niveau très bas.
- Les turbines alimentées au **gaz naturel** présentent un rendement relativement faible, de 2,5 à 5 en raison de la quantité d'énergie nécessaire pour traiter le gaz et le transporter sur quelques milliers de kilomètres. Lorsque la centrale est située à proximité du gisement, le rendement est d'environ 5.
- Dans le cas des centrales au **charbon**, le rendement, de 2,5 à 5,1, est affecté par la distance de transport du charbon. Il est également réduit par l'emploi d'épurateurs de SO_2 , lesquels nécessitent l'usage de matières comme la chaux, qui doivent être extraites et transportées.
- Le **captage et la séquestration du CO_2** dans les centrales au charbon ne semble pas une technologie prometteuse. Son rendement sur l'investissement énergétique est très bas, entre 1,6 et 3,3 (selon la distance de transport du charbon), car cette technologie réduit l'efficacité des centrales d'environ 25 % et exige beaucoup d'énergie pour la gestion du CO_2 récupéré.

Les analyses de cycle de vie

Les données présentées dans cette fiche proviennent d'analyses de cycle de vie (ACV) des options énergétiques. Les ACV assurent une grande rigueur dans les comparaisons, car elles visent à compiler tous les effets d'une option, incluant les effets des activités de construction et d'entretien des équipements, de même que des activités d'extraction, de traitement et de transport des matières premières requises.

Les principales données compilées dans le cadre des ACV sont les émissions atmosphériques et la consommation de ressources naturelles. Cette fiche présente la performance des options de production d'électricité selon leur consommation de ressources énergétiques.



La performance future des énergies fossiles

Les combustibles fossiles ont déjà un faible rendement de l'investissement énergétique, et ce rendement ira probablement en diminuant au cours des prochaines décennies. Une telle évolution est due à plusieurs facteurs :

- À mesure que les meilleurs gisements de combustibles fossiles s'épuisent, il faut les remplacer par des gisements dont l'exploitation exige une plus grande quantité d'énergie (en régions éloignées ou à partir de plates-formes en mer). Un cas évident concerne les sables bitumineux. L'énergie requise, surtout du gaz naturel, pour l'extraction et le traitement de ce pétrole brut est 5 fois plus grande que celle requise pour le pétrole conventionnel. En conséquence, le rendement de l'investissement énergétique baisse de 2,9 à 0,7 si ce pétrole est utilisé pour la production d'électricité. Cela signifie que la combustion directe du gaz naturel (requis par les procédés) générerait plus d'électricité. Le développement des sables bitumineux est donc justifié uniquement parce que le pétrole est une ressource très bien adaptée au secteur des transports.
- La performance future des équipements au gaz naturel pourrait également être réduite. L'allongement des distances moyennes de transport est probable. De plus, la tendance indique une hausse majeure de l'usage de bateaux méthaniers pour livrer du gaz naturel liquéfié à des températures extrêmement basses. Ce type de livraison exige davantage d'énergie que la livraison par gazoduc.
- À cause des problèmes de qualité de l'air dans plusieurs pays, les centrales au charbon devront consommer davantage d'énergie dans la gestion des émissions de SO_2 . Il existe deux moyens de réduire les émissions de SO_2 du charbon : l'emploi de dispositifs d'épuration (à la centrale) ou l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre. Les épurateurs de SO_2 peuvent diminuer l'efficacité d'une centrale de 10 à 15 %, et davantage d'énergie est requise pour la gestion des résidus. Aux États-Unis, depuis 20 ans, la majorité des producteurs d'électricité ont décidé de ne pas installer d'épurateur et de réduire leurs émissions grâce à l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre, provenant de l'Ouest américain. En conséquence, la distance moyenne de livraison du charbon s'est accrue. En somme, les deux moyens de contrôle des émissions de SO_2 réduisent le rendement de l'investissement énergétique.
- Si des technologies de captage et de séquestration du CO_2 deviennent abordables, il faudra consommer des quantités considérables d'énergie pour faire fonctionner les équipements requis. Le captage du CO_2 peut réduire l'efficacité d'une centrale au charbon de 25 %, sans compter l'énergie requise pour transporter et stocker le CO_2 . Pour comprendre la taille du défi, on peut faire une comparaison avec la gestion du SO_2 . Le charbon a une teneur en soufre de 1 à 2 % et une teneur en carbone de 70 à 80 %. Le captage et la séquestration du CO_2 représente donc un défi environ 50 fois plus grand. Si les épurateurs de SO_2 sont souvent considérés comme inacceptables, il y a lieu de s'interroger sur la possibilité d'éliminer le CO_2 à grande échelle.

Notes importantes concernant le niveau de service des options de production d'électricité :

- Lorsque des projets spécifiques sont comparés, une évaluation rigoureuse doit tenir compte de leurs différents niveaux de service, notamment en ce qui concerne la souplesse et la fiabilité de la production d'électricité. Une option intermittente comme l'énergie éolienne devrait être évaluée en tenant compte de la puissance requise pour assurer la fiabilité lorsqu'il y a peu ou pas de vent.
- Pour l'hydroélectricité avec réservoir, les comparaisons sont parfois difficiles à cause de services tels que le contrôle des inondations, la fourniture d'eau potable ou l'irrigation. Lorsqu'un réservoir sert d'abord à des fins d'irrigation, il ne devrait pas être considéré comme représentatif de l'ensemble de la production hydroélectrique.

Pourquoi le rendement de l'investissement énergétique est-il un indicateur environnemental ?

Lorsqu'un système énergétique présente un faible rendement de l'investissement énergétique, c'est qu'il exige une grande quantité d'énergie, avec de nombreux effets probables sur l'environnement. Dans le cas des combustibles fossiles, cela implique des impacts significatifs lors de leur extraction, leur transport et leur traitement, ainsi qu'à la centrale. Dans le cas des énergies renouvelables, c'est la construction des installations qui peut avoir des effets sur l'environnement.

Sources et technologie de production d'électricité	Estimation basse	Estimation élevée	Source des données
Sources renouvelables			
Hydroélectricité avec réservoir	205	280	Peisajovich, 1997 = 205 : La Grande, Canada Baumgartner, 1997 = 280 : Marmorera, Suisse
Hydroélectricité au fil de l'eau	170	267	Baumgartner, 1997 = 170-221 : centrales en Suisse Peisajovich, 1997 = 267 : Beauharnois, Canada
Éolien ; facteur d'utilisation de 35%	≈ 18 en mer	34 sur terre	Données corrigées pour hausser le f.u. à 35 % Sur terre : White, 1999 = 34 ; NREL, 2004 = 23 En mer : ExterneE, 1997 : hypothèse que CO ₂ proportionnel à l'énergie amont ; émissions de CO ₂ (en mer) 52 % plus grandes que sur terre
Biomasse déchets		27	Vattenfall, 1999
Biomasse plantations	3 Livraison 100 km	5 Livraison 20 km	Matthews, 2000
Solaire photovoltaïque	3	6	Dones, 1999 = 6 ; Meier, 2002 = 6 ; Baumgartner, 1997 = 3-6
Nucléaire			
Nucléaire conventionnel : PWR	14	16	Voss, 2001 = 14 ; White, 1999 = 16 Andsetta, 1998 = 16 (réacteur CANDU)
Gaz naturel			
Turbine à cycle combiné ; efficacité de 55 %	2,5 Transport 4 000 km	5 TGCC près du puits	Données corrigées pour hausser l'efficacité à 55 % NREL, 2000 = 2,5 : livraison de gaz sur 4 000 km Meier, 2002 = 4 ; 48 %, distance moyenne aux É-U
Piles à combustible	≈ 1,5	≈ 3	NREL Correction pour reformage par rapport à TGCC
Mazout			
Bouilloire conventionnelle ; efficacité de 35 %	0,7 Sables bitumineux	2,9 Pétrole conventionnel	Canadian Secretariat on Climate Change, 1998
Charbon			
Centrale conventionnelle ; efficacité de 35 % ; épurateur moderne de SO ₂	2,5 Transport 2 000 km	5,1 Transport 500 km	NREL, 1999 : transport du charbon par train ; Voss, 2001 = 3,3 pour efficacité de 43 %
Gazéification – cycle combiné ; épuration du SO ₂ ; efficacité de 43 %	≈ 3,5 Transport 2 000 km	≈ 7 Transport 500 km	NREL, 1999 : données corrigées pour efficacité accrue et plus grande facilité à gérer le SO ₂ (pas de captage du CO ₂)
Centrale conventionnelle, avec captage et séquestration du CO ₂	1,6 Transport 2 000 km	3,3 Transport 500 km	IEA, 2003 : captage = baisse de l'efficacité de 25 % ; + hypothèse : pompage + séquestration du CO ₂ consomment 10 % de l'énergie

* Le rendement de l'investissement énergétique est calculé ainsi : la quantité totale d'électricité produite pendant la vie d'une centrale, divisée par la quantité d'énergie requise pour la construire, l'entretenir et l'alimenter en combustible. En anglais, ce facteur est parfois appelé *Energy Payback Ratio* ou *External Energy Ratio* par le *National Renewable Energy Laboratory* (pour indiquer que l'évaluation ne tient pas compte de l'énergie inhérente au combustible brûlé à la centrale).

Références

- Andseta S., M.J.Thompson, J.P.Jarrell, D.R. Pendergast. 1998. *CANDU Reactors and Greenhouse Gas Emissions*. Société Nucléaire Canadienne.
- Baumgartner, W. 1997. *Bilan énergétique des aménagements de production*. Office fédéral de l'économie des eaux, Zurich, Suisse.
- Canada, National Climate Change Secretariat. Sept. 1998. *Oil and Natural Gas Industry Foundation Paper*.
- Dones, R., U. Gantner, S. Hirschberg. 1999. *Greenhouse Gas Total Emissions from Current and Future Electricity and Heat Supply Systems*. Proceedings of the 4th International Conference on GHG Control Technologies, Pergamon.
- Dubreuil, A. 2001. « Inventory for energy production in Canada ». Ressources naturelles Canada (RNCAN), *International Journal of LCA*, vol. 6 n° 5, p. 281-284.
- ExternE National Implementation. Denmark. 1997. [<http://externe.jrc.es/reports.html>].
- Gagnon L., C. Bélanger, Y. Uchiyama. « Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001 ». *Energy Policy*, vol. 30, n°. 14, p. 1267-78.
- International Energy Agency, 2000. *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Actions*. IEA Technical Report. Volume II. Main Report, 172 p.
- International Energy Agency, Dolf Gielen. 2003. *The Future Role of CO₂ Capture and Storage*.
- Matthews, R.W., N.D. Mortimer. 2000. *Estimation of Carbon Dioxide and Energy Budgets of Wood-fired Electricity Generation Systems in Britain*. IEA Bioenergy, Task 25.
- Meier, P.J. 2002. *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. University of Wisconsin: Madison, WI, USA.
- Peisajovich, A. 1997. *Étude de cycle de vie de l'électricité produite et transportée au Québec*. Direction principale – Communication et environnement, Hydro-Québec.
- Pembina Institute. 2003. *Life-cycle Evaluation of GHG Emissions and Land Change Related to Selected Power Generation Options in Manitoba*.
- Rafaschieri, A., M. Rapaccini, G. Manfrida. 1999. *Life Cycle Assessment of Electricity Production from Poplar Energy Crops Compared with Conventional Fossil Fuels*, Energy Conversion & Management, p. 1477-93.
- Spath, P.L., M.K. Mann. 2000a. *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-cycle Power Generation System*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-27715.
- Spath, P.L., M.K. Mann. 2000b. *Life cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-27637.
- Spath, P.L., M.K. Mann, D.R. Kerr. 1999. *Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-25119.
- Vattenfall. 1999. *Life-cycle Studies of Electricity*.
- White, S.W., G.L. Kulcinski. 1999. *Net Energy Payback and CO₂ Emissions From Wind-Generated Electricity in the Midwest*. University of Wisconsin-Madison. 72 p.

La reproduction de cette fiche est autorisée.

This publication is also available in English.

Auteur : Luc Gagnon
gagnon.luc@hydro.qc.ca

© Hydro-Québec
Direction – Environnement
Mai 2005

2005G185-F