

/



**HELIOS**  
*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2  
Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org  
[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## La filière de l'hydrolienne fluviale : un premier regard sur les coûts

*Préparé pour :*

**Service d'actions entrepreneuriales  
Manicouagan**

**8 avril 2008**

**Philip Raphals**

## 1. Mandat

L'objet de cette courte étude est de présenter un premier aperçu des coûts de production de l'énergie des hydroliennes fluviales à l'horizon 2012, afin de permettre les gestionnaires de mieux orienter les efforts de recherche et de développement dans ce domaine.

## 2. Introduction

Pour les filières d'énergie renouvelable, la vaste majorité des coûts sont généralement dépensés avant la mise en service. Ensuite, étant donné qu'il n'y a pas de combustible à acheter, les dépenses annuelles -- à part les coûts reliés à l'investissement initial -- sont limitées. La détermination d'un coût de revient en cents par kilowattheure de l'énergie produite dépend donc nécessairement d'un calcul complexe qui doit, notamment, répartir le coût d'investissement sur les années futures de production d'électricité.

Cette même problématique se pose aussi, bien sûr, pour les filières traditionnelles, mais elle y est de moindre importance, étant donné que les coûts d'investissement sont sensiblement inférieurs et que les coûts récurrents en combustible comptent pour un grand pourcentage des coûts finaux.

Il existe plusieurs façons de répartir les coûts d'investissement sur les années futures. Pour bien représenter ces coûts, il faut tenir compte du ratio équité-dette dans le financement du projet — et des taux d'intérêt et de rendement sur l'avoir propre applicable —, des taux d'amortissement, des coûts annuels en entretien, et du taux d'escompte pour évaluer la valeur présente des flux d'argent dans les années à venir.

Aux fins de cette analyse préliminaire, nous avons utilisé une approche légèrement simplifiée, basée sur celle mise à point par la Electric Power Research Institute (EPRI), aux États-Unis. Nous considérons l'ensemble des coûts d'investissement comme étant couverts par une hypothèque qui, à paiements annuels égaux (en termes réels), remboursera l'ensemble des coûts d'investissement. La période de remboursement peut être fixée à la vie utile des équipements ou à la période à l'intérieur de laquelle le promoteur désire récupérer l'ensemble de ses coûts d'investissements. Ainsi, le coût annuel d'investissement dépend principalement du coût total d'investissement, du taux d'intérêt choisi et de la période de remboursement.

---

Plus précisément, les paramètres de base qui permettent d'estimer les coûts unitaires d'une installation hydrolienne sont :

- le coût en investissement (coût en capital) ;
- le facteur d'utilisation (f.u.) ;
- les coûts d'entretien (O&M) ;
- les taux d'intérêt et de rendement ; et
- la durée de vie financière.

Dans les prochaines sections, nous décrivons brièvement ces cinq paramètres.

### **2.1. Coût en capital**

Le coût en capital inclut l'ensemble des sommes requises avant la mise en service du projet. Cela peut être divisé en quelques groupes : la partie électromécanique (turbine et pâles, ainsi que l'interconnexion électrique), la structure (structure d'ancrage et support), les autres coûts (transport et installation, gestion du projet) et les coûts réglementaires et juridiques.

Il va de soi que les coûts en capital pour des projets pilotes sont nécessairement beaucoup plus importants qu'ils le seront une fois la technologie ayant atteint un niveau de maturité. Les chiffres cités dans des documents publics sur cette nouvelle filière varient sur une plage très vaste. La plupart des développeurs n'ont jamais fait des ventes de leurs équipements, et les estimations sont souvent optimistes.

Un revue fait pour NRCan par Verdant Power Canada en 2006 notait des valeurs comprises entre 3 000 \$ et 7 000 \$ par kW installé<sup>1</sup>. Dans un document de 2003, Verdant avait parlé des coûts à maturité de 1 000 à 1 500 \$ par kilowatt installé<sup>2</sup>, mais il semble depuis avoir révisé ces estimations sensiblement à la hausse. En 2005, Verdant estimait les coûts de son propre projet pilote à Roosevelt Island (New York) à 4 300 \$/kW<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Verdant Power, Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies: Water Current Turbines for River Applications, 15 juin 2006, p. 37.

<sup>2</sup> Verdant Power, Free-flow Hydropower Systems, NREL Industry Growth Forum, 18 novembre 2003.

<sup>3</sup> Verdant Power, Next Generation/Unconventional Power, Renewable Energy Modeling Workshop on Hydroelectric Power, 10 mai 2005.

---

L'EPRI, dans son évaluation des coûts de la filière marémotrice, présente une gamme allant de 1 700 \$ à 4 000 \$ par kW installé, en fonction de la densité en puissance des courants visés<sup>4</sup>. Étant donné la grande similarité entre les technologies marémotrices et fluviales ainsi que la rigueur de l'approche de l'EPRI, nous retenons cette gamme aux fins du présent exercice.

## **2.2. Facteur d'utilisation**

Le facteur d'utilisation représente la production moyenne de la turbine sur l'année, en fonction de sa puissance nominale. Ainsi, une turbine de 1 MW qui fonctionne à pleine puissance sans arrêt pendant un (8 760 heures) produirait 8 760 MWh (ou 8,76 gigawattheures) et aura un f.u. de 100 %. La même turbine avec un f.u. de 50 % produira 3 380 MWh par année.

Le f.u. des installations marémotrices est nécessairement limité, dû au fait que les marées changent de direction quatre fois par jour. Avec la courbe sinusoïdale des marées, les courants sont inévitablement très faibles avant et après chaque changement de direction. Pour cette raison, il est estimé que le f.u. d'un projet d'énergie marémotrice ne peut excéder 50 %. Ainsi, pour sept projets d'énergie marémotrice étudiés par l'EPRI, le f.u. variait de 30 à 45 %<sup>5</sup>.

La situation est très différente dans le contexte fluvial. Quoique les courants n'arrêtent jamais, ils varient constamment sur une base quotidienne et saisonnière, ce qui n'est pas le cas pour les projets d'énergie marémotrice. Ainsi, l'estimation du f.u. des projets fluviaux dépendent des études hydrologiques complexes.

La vitesse d'un cour d'eau varie avec le débit : plus le débit est important, plus la vitesse augmente. La vitesse augmente inévitablement avec le débit selon une fonction logarithmique, mais la fonction précise pour déduire l'un de l'autre dépend des caractéristiques physiques du site qui ne peuvent être connus sans des études hydrologiques locales.

La plupart des études de ce type menées par de promoteurs sont, pour des raisons évidentes, gardées confidentielles. Pour sa part, l'EPRI produit un grand nombre d'études techniques sur les technologies énergétiques, la vaste majorité desquelles est disponible seulement à ces membres.

---

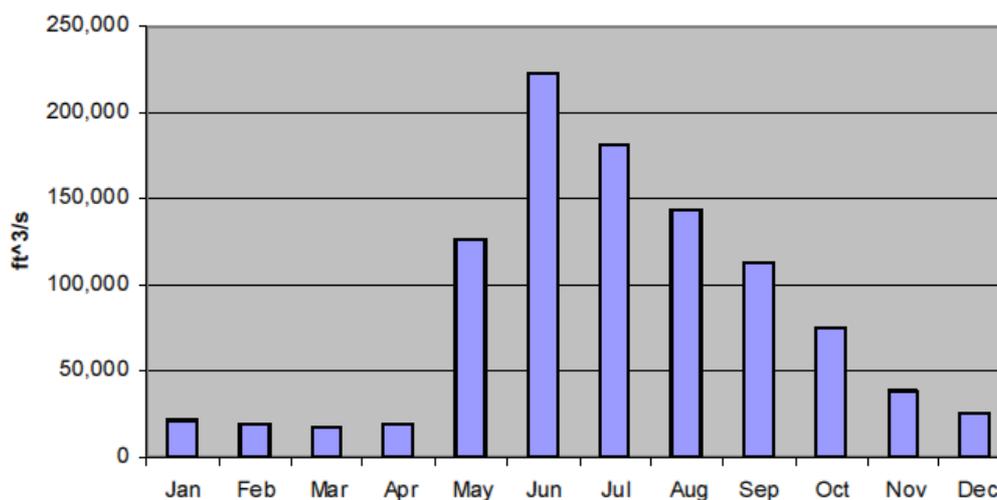
<sup>4</sup> EPRI, North American Tidal In-Stream Energy Conversion Technology Feasibility Study, EPRI TP-0008-NA, 11 juin 2006, p. 6.

<sup>5</sup> Calculé de données d'EPRI, *A Feasibility Study of In Stream Tidal Energy Conversion Technology in North America*, p. 5.

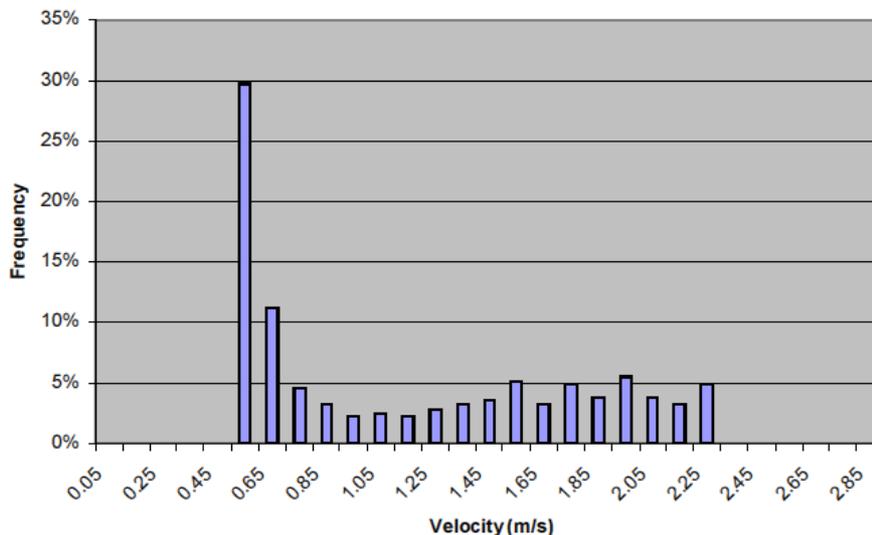
---

Toutefois, pour favoriser le développement des filières hydroliennes marémotrices et fluviales, l'EPRI a choisi de rendre public l'ensemble des documents qu'il produit sur ce sujet. Dans ce cadre, elle a produit en février 2008 sa première étude sur le potentiel d'hydrolienne fluviale, qui fait état de six sites en Alaska.

Les études de cas de l'EPRI démontrent bien la complexité de la question. La vitesse du courant varie en fonction de la profondeur (et donc de la distance des rives) et également en fonction des débits, qui varient constamment au long de l'année. Par exemple, le graphique suivant indique les débits mensuels moyens pour un site en Alaska, la rivière Yukon à Eagle. Il s'agit d'une grande rivière ayant, à ce site, une profondeur moyenne de 6,8 m, une largeur de 465 m et un débit moyen de 2 363 m<sup>3</sup>/s. On constate que les débits sont presque huit fois plus élevés en été qu'en hiver.

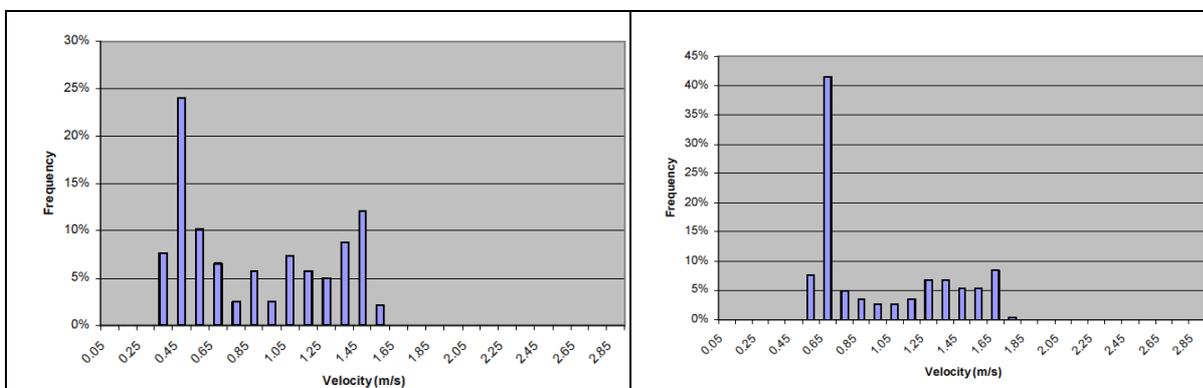


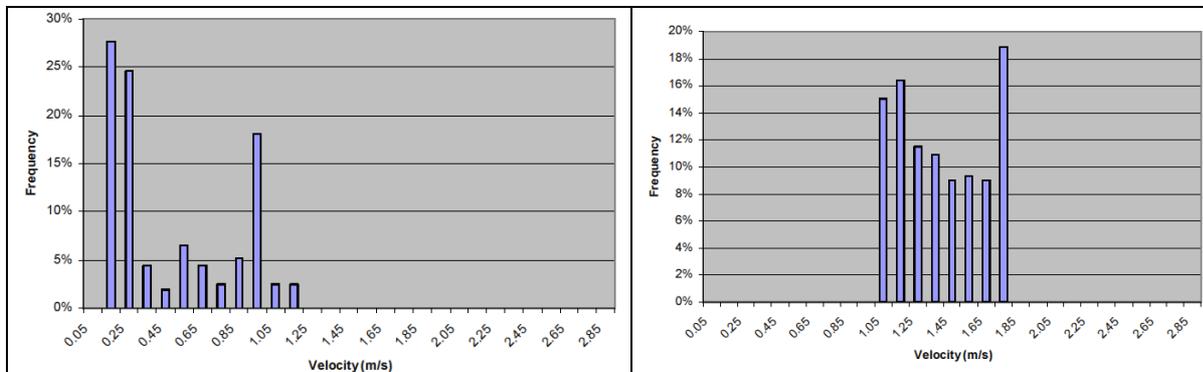
Les vitesses du courant varient aussi sur une plage énorme, allant de 0,65 à 2,35 m/s. Les fréquences d'occurrence de chaque vitesse sont indiquées dans le prochain graphique :



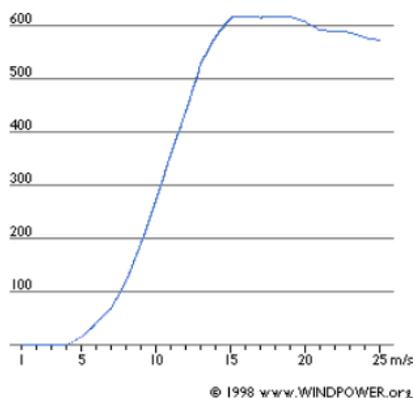
On apprend donc que, même si la vitesse du courant atteint parfois les 2,35 m/s, elle est près de son minimum (0,75 m/s ou moins) 42 % (30 % + 12 %) du temps.

Les graphiques suivants montrent les fréquences de vitesse du courant pour les autres quatre sites en Alaska étudiés par l'EPRI. Notons, tout d'abord, la grande diversité entre ces profils, ce qui démontre la particularité de chaque site. Notons également le fait que, généralement, les vitesses les plus communes sont celles de moindre vélocité. En fait, de tous les sites étudiés, seulement le dernier (la rivière Kvichak à Iguigig) évite ce phénomène. Il s'agit d'une des plus petites rivières étudiées (débit moyen de 507 m<sup>3</sup>/s, avec une profondeur moyenne de 2,4 mètres).





La production instantanée d'une turbine hydrolienne dépend de la vitesse du courant et de la courbe de puissance de la machine. Quoique la puissance théoriquement disponible varie selon le cube de la vitesse, les concepteurs de turbines essaient en général d'obtenir une courbe de puissance qui atteint rapidement son maximum et qui le maintient le plus longtemps possible.

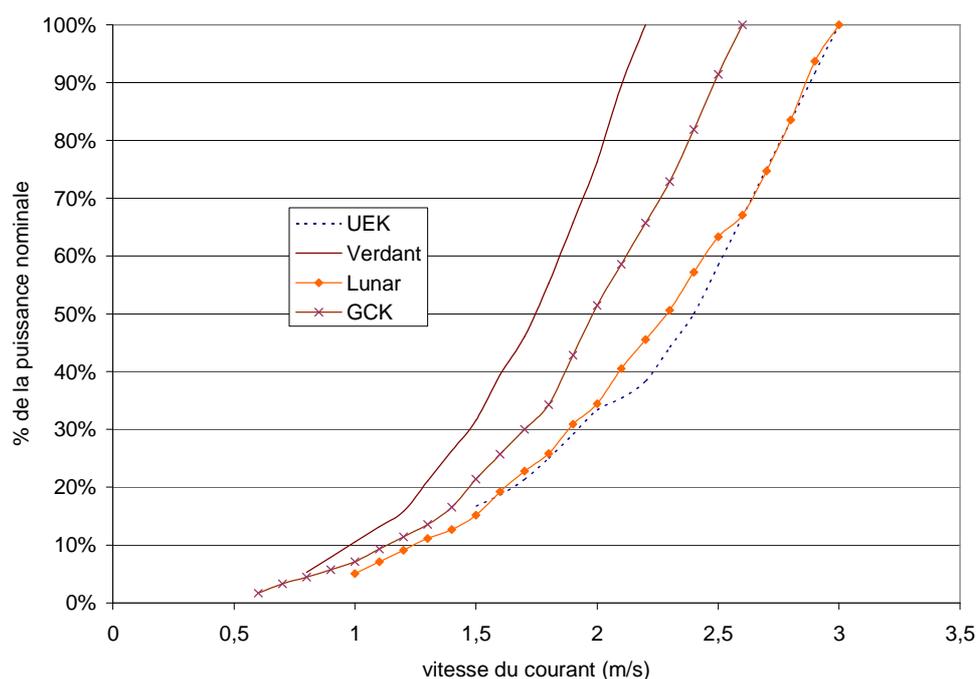


Le graphique ci-dessus représente une courbe de puissance typique d'une éolienne. Il indique que, pour la machine décrite par cette courbe, aucune puissance n'est produite lorsque les vents sont moindres que 4 m/s. Ensuite, la production monte rapidement, pour atteindre les 600 kW avec des vents de 15 m/s. Au-delà de cette vitesse, par contre, la production n'augmente pas, mais baisse plutôt légèrement. Finalement, au-delà de 25 m/s, il arrête subitement<sup>6</sup>.

Une courbe de puissance de cette nature appliquée aux distributions de fréquence ci-dessus permettrait un f.u. très élevé, dans la mesure où la courbe de puissance aurait atteint sa pleine puissance à une vitesse de courant suffisamment basse.

<sup>6</sup> Il existe également des turbines où le rendement décroît progressivement après 25 m/s.

Une autre étude de l'EPRI permet de calculer les courbes de puissance pour différents types d'hydrolienne marémotrice actuellement en développement. Le graphique suivant résume ces courbes :



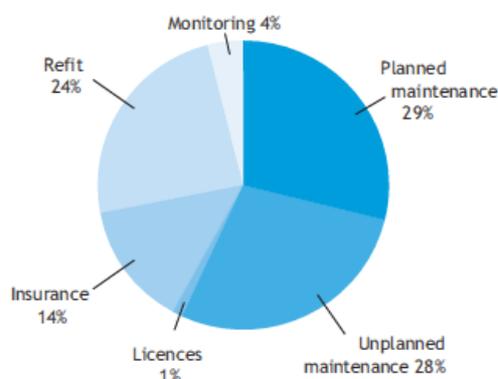
La superposition de n'importe laquelle de ces courbes aux profils recensés par l'EPRI en Alaska donne un facteur d'utilisation relativement faible. Un défi important pour l'industrie hydrolienne est donc soit de trouver des sites ayant des courants beaucoup plus forts, et ce, pendant une grande partie de l'année, soit d'adapter les machines, sur une base générique ou adaptée pour chaque site, pour capter l'énergie des courants plus faibles. Dans l'industrie éolienne, ce type d'adaptation se fait régulièrement par le choix de pâles, étant donné que, avec des vents moins forts, il est nécessaire de balayer un cercle plus grand pour obtenir la même puissance. Le degré auquel les différentes technologies hydroliennes se prêtent à ce type de customisation est une question importante qui dépasse la portée de la présente étude.

### 2.3. Coûts de O&M

Il est très difficile d'estimer les coûts d'O&M pour une nouvelle filière comme celle des hydroliennes fluviales. Nous avons cependant identifié quelques points de repère intéressants.

Le graphique suivant est extrait de l'étude *Future Marine Energy* publiée par le Carbon Trust (R.-U.) en 2006<sup>7</sup>. Quoiqu'il fasse référence à l'énergie des vagues, il est probablement pertinent dans le cas des hydroliennes fluviales, notamment à l'égard de l'égalité entre les coûts d'entretien planifié et non planifié.

Figure 4 c) Breakdown of operation and maintenance costs for a wave farm



En ce qui concerne le niveau de ces dépenses, il y a très peu de données pertinentes disponibles. Toutefois, un point de départ utile serait le niveau de dépenses en O&M pour les petites centrales hydroélectriques. Une publication de l'Agence internationale de l'énergie sur les coûts de production de différentes filières cite quelques données utiles à cet égard<sup>8</sup>.

Pour les petites centrales hydroélectriques étudiées, les coûts annuels d'O&M varient entre 1 et 3,2 % des coûts de construction. Étant donné que ces chiffres font référence à une technologie mature, on peut présumer que les coûts O&M pour les hydroliennes fluviales seraient sensiblement plus importants, notamment au chapitre d'entretien non planifié. Nous fixons donc, aux fins de cette première estimation, une valeur de 6 % des coûts en capital, pour les coûts annuels d'O&M.

<sup>7</sup> Carbon Trust. *Future Marine Energy. Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy.* [www.carbontrust.co.uk/Publicsites/cScape.CT.PublicationsOrdering/PublicationAudit.aspx?id=CTC601](http://www.carbontrust.co.uk/Publicsites/cScape.CT.PublicationsOrdering/PublicationAudit.aspx?id=CTC601).

<sup>8</sup> International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update)*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.pdf>.

## **2.4. Taux d'intérêt et de rendement**

Aux fins de cet exercice, nous utiliserons un taux d'intérêt réel de 5 %, un rendement sur l'avoir propre de 15 % et un taux d'escompte réel de 7,5 %.

## **2.5. Durée de vie financière**

Un autre intrant important est la durée de vie financière. Cela peut varier grandement, selon la nature de l'entité qui entreprend le développement de la ressource. Un promoteur privé pourrait calculer ses coûts en fonction d'une durée de vie de 7 ans, alors qu'un service public réglementé utiliserait plutôt la vie utile des équipements. Pour les équipements hydroélectriques, cette durée de vie utile est souvent estimée à 40 ou 50 ans. Toutefois, étant donné la jeunesse de la filière, nous considérons plus approprié de la fixer, aux fins de cette analyse préliminaire, à 20 ans.

## **3. Calcul des coûts unitaires**

Aux fins de ces calculs, en fonction des sections précédentes, nous avons retenu les hypothèses suivantes :

- Coût en capital (coût des installations) d'entre 1 700 \$ et 4 000 \$ par kilowatt installé;
- Structure de capital de 65 % et 35 % avoir propre;
- Facteur d'utilisation (f.u.) d'entre 50 et 90 %;
- Vie financière de 20 ans;
- Coûts d'O&M de 6 % des coûts des installations;
- Taux d'intérêt (réel) de 5 %;
- Rendement sur l'avoir propre de 15 %;
- Taux d'escompte (réel) de 7,5 %.

Le tableau suivant indique le coût par kWh en dollars constants pour une série de coûts en capital et de f.u., en fonction des mêmes paramètres mentionnés ci-dessus.

---

		Investissement requis (\$/kW)					
		1500	2000	2500	3000	3500	4000
f. u.	50%	6,5	8,6	10,8	13,0	15,1	17,3
	60%	5,4	7,2	9,0	10,8	12,6	14,4
	70%	4,6	6,2	7,7	9,3	10,8	12,4
	80%	4,1	5,4	6,8	8,1	9,5	10,8
	90%	3,6	4,8	6,0	7,2	8,4	9,6

Les cellules en gris indiquent, selon nous, une zone de probabilité raisonnable, tant au niveau de f.u. que de coûts d'investissement, une fois la filière de l'hydrolienne fluviale ayant atteint une certaine maturité, sous l'hypothèse que le défi mentionné à la fin de la section 2.2 soit résolu de façon satisfaisante.

Rappelons toutefois que ces calculs sont très sensibles par rapport aux hypothèses financières utilisées. Sans être ancré dans une situation réelle, cet exercice ne peut que donner une idée très générale des coûts de cette filière.