RESEARCH, ANALYSIS AND EXPERTISE IN ENERGY POLICY

March 14, 2011

Ms. Lesley Griffiths
Mr. Herbert Clarke
Co-Chairs
Lower Churchill Joint Review Panel
160 Elgin Street, Ottawa ON
K1A 0H3

Dear Ms. Griffith and Mr. Clarke,

First, let me thank you for the opportunity to present to the Joint Review Panel at the Topical Session on Need, Justification and Rationale, and for the attentive hearing you provided.

In my report, and in my presentation, I stated that, in my opinion, the information provided by the Proponent in its EIS and in its response to your Information requests was not adequate to fully understand the economic implications of the proposed project, either with respect to rate impacts, to the economic benefits to the Proponent and its shareholder, or to the risks and uncertainties affecting both, especially in light of the recent changes to the proposed project resulting from the Emera Partership Agreement.

A great deal of new information was presented at the hearings on March 7 and 8, and in the additional information provided by the Proponent in response to its undertakings. You mentioned at the end of the Topical Session on Need, Justification and Rationale that you would be addressing additional questions to Nalcor Energy within the coming days.

I am writing to respond to the undertaking I made on March 8, to comment on the new information provided, and to make suggestions as to additional information that the Panel could request from the Proponent, with respect to the issues raised during the March 7-8 hearings.

<u>Undertaking regarding in-stream hydropower (kydrokinetic power)</u>

At the hearing on March 8, I undertook to provide you with the Helios Centre's study concerning in-stream hydro generation.

The study, entitled "*La filière de l'hydrolien fluviale : Une introduction* », is attached. As it is in French, I will briefly summarize some of its key points.

326 St-Joseph E., suite 100 | Montreal, Quebec, Canada H2T 1J2 | 514/ 849-7900 206/984-9421 | sec@helioscentre.org
www.helioscentre.org

The first section addresses theoretical and economic questions, including the range of unit energy costs that can be expected for this technology, once it achieves technological maturity. Section 1.2.3 ("Calcul des coûts unitaires") explains that, for any installation, the unit cost will depend on the nominal cost per kW of the machine, and of the capacity factor, which in turn will depend on the distribution of current speeds over the year.

If current speed remain at consistently high levels, the turbine can be expected to produce at its nameplate capacity with a very high capacity factor. In unregulated rivers, however, where flows and therefore current speed vary widely within and between years, average capacity factor can be very low. For this reason, sites in regulated watercourses like the Lower Churchill where flows are high (due to diversions from other watersheds into the Smallwood Reservoir upstream) and are maintained relatively constant are ideal.

The following table (from page 13 of the study) describes the range of possible unit costs, based on these two variables. It shows that, if installed unit costs can be kept under $2500/kW, levelized unit costs of 6 to 8 cents/kWh are entirely feasible for a site with regulated flows. As many in-stream hydro turbines are rated at a current speed of 3 m/s (5.8 knots), costs could be even lower if current speeds are above this level. In this regard, it should be noted that, according to Richard Learning, current speeds of 10 knots (5.14 m/s) are common in the Lower Churchill River.[1]

		Investissment 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

The second part of the study consists of a technological review of the industry, as of 2008. Since then, there have been several major developments which are not addressed in the study, including the licencing of several commercial installations by the FERC, and the entry of the Quebec firm RSW into the field. Thus, this technological review should not be considered up-to-date.

I am also attaching a one-page description of the RSW pilot project in the St. Lawrence River. I incorrectly stated the capacity of these machines in answer to a question from the panel. The correct capacity is 250 kW each.

Energy efficiency and conservation (Demand-Side Management)

In my comments on the afternoon of March 8, in response to comments by the Proponent, I mentioned the well known conflict of interest that represents a structural constraint on utility DSM programs. As

[1] Transcripts, March 8, p. 316.

this issue was not addressed in my report, I would offer the following information in support of this statement.

To take just one example, this conflict of interest was cited by the California Ratepayer Advocate (a governmental agency)[2] in defence of its policy position that energy efficiency programs should be managed by a non-profit organization, rather than by utilities:

> DRA agrees that energy efficiency is essential in both off-setting traditional fossil fuel procurement and addressing climate change issues. However, DRA does not believe that California's investor owned utilities are best positioned to maximize energy efficiency savings given their inherent conflict of interest in requiring them to sell less of their product and reduce ratebase.
>
> This was recently demonstrated by the utilities in the 2010 long-term procurement proceeding where the utilities decline to support long-term energy efficiency objectives. And the utilities current energy efficiency focus on short-lived CFL light bulbs has created diminishing EE savings after 2012. This demonstrates that the hundreds of millions of dollars in shareholder bonuses are not incenting the utilities to prioritize energy efficiency over fossil fuel. As a matter-of-fact, it shows that the utilities want to spend billions on energy efficiency programs and build new power plants as well.
>
> ***DRA's policy position:*** End utility shareholder bonus program for Energy Efficiency programs and transfer funding for most EE programs to a non-profit organiztion.[3] (underlining added)

A number of regulatory tools exist to neutralize this conflict of interest, when utilities continue to provide energy efficiency services directly. A summary of these approaches, generally referred to as "decoupling", can be found in a report published by the American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), entitled *Aligning Utility Interests with Energy Efficiency Objectives: A Review of Recent Efforts at Decoupling and Performance Incentives* (attached).[4] The first section of the background chapter is entitled: "Traditional Utility Ratemaking Provides a Disincentive for Utilities to Provide Customer Energy Efficiency Programs". A copy of this study is attached, as is a presentation by Richard Sedano of the Regulatory Assistance Project entitled, "Regulatory Barriers to Energy Efficiency."

This phenomenon can be seen in Nalcor's most recent Annual Report, which states: "Sales to Newfoundland Power increased by 151.4 gigawatthours (GWh), mainly as a result of load growth on the

---

[2] The California Division of Ratepayer Advocates states, "*Our statutory mission is to obtain the lowest possible rate for service consistent with reliable and safe service levels. In fulfilling this goal, DRA also advocates for customer and environmental protections.*" http://www.dra.ca.gov/DRA/

[3] http://www.dra.ca.gov/DRA/energy/ee/

[4] M. Kushler, D. York and P. Witte, *Aligning Utility Interests with Energy Efficiency Objectives: A Review of Recent Efforts at Decoupling and Performance Incentives*, ACEEE Report #U061 (2006) http://energyohio.pbworks.c-om/f/m42w.pdf

Newfoundland Power system resulting in an increase of $12.7 million in revenue."[5] In other words, load growth in Newfoundland led to increased revenues for Nalcor's regulated subsidiary NLH, which otherwise saw a decrease in revenues.[6]

In response to an Undertaking, the Proponent produced the Marbek study referred to in IR#JRP.146.[7] A few comments are in order:

- The avoided cost used in preparing the study was 9.8¢/kWh. This figure is substantially lower than the current cost of operating Holyrood ($140/MWh[8]), according to the evidence presented, despite Mr. Bennett's suggestion to the contrary.[9] This 40% increase in the avoided cost of course means that more expensive CDM measures would now be cost effective, resulting in substantially higher potential energy savings than those identified by Marbek.

- This report was produced in response to PUB Order 8 (2007), concerning NLH's 2007 general rate application.[10] The order also required NLH to produce, by June 30, 2008, "a report outlining its five-year strategic plan with respect to energy conservation initiatives, including a description, timing, and cost of the program elements to be implemented by Hydro and a copy of the CDM Potential Study". I have requested a copy of this report from the PUB, but have not yet received a response.

- The same order addressed the usefulness of Integrated Resource Planning for NLH in the following terms:

> The Board remains convinced that an IRP undertaken as part of a generic process as described in Order No. P. U 14(2004) is an important planning tool and would enhance the information available to the Board and other parties regarding future generation and supply options in the Province. The Board will convene a meeting of stakeholders including Hydro and the parties to this proceeding to discuss the scope of an IRP process with the timing of such an exercise to be determined by the Board.[11]

---

[5] Nalcor Energy, 2009 Business and Financial Report, p. 27.

[6] Ibid.

[7] Marbek Resource Consultants, Ltd., Conservation and Demand Managements (CDM) Potential, Newfoundland and Labrador, January 31, 2008.

[8] Transcripts, March 8, p. 184.

[9] Ibid. p. 219.

[10] Available on PUB website, http://n225h099.pub.nf.ca/orders/order2007/pu/pu8-2007.pdf.

[11] Ibid., p. 60.

However, given the imminent release of the government's energy plan, the Board chose not to establish at that time a process with respect to the commencement of an IRP exercise. It is not clear whether or not an IRP process is currently underway or planned at NLH or NP.

Unit costs for Muskrat Falls power

It is quite surprising that, at this stage of the EA proceedings, there is still confusion as to the unit costs of power produced by the proposed Project. Unfortunately, the information produced by the Proponent at the hearings and in its undertakings does not resolve this confusion.

With respect to Muskrat Falls generation, we have learned that:

1) The project costs are $2.9 billion (2017 $), taking into account generation only (transcript, March 7, p. 111);

2) The levelized unit energy cost (LUEC) for generation only is 7.7 cents per kWh (transcript, March 8, p. 2);

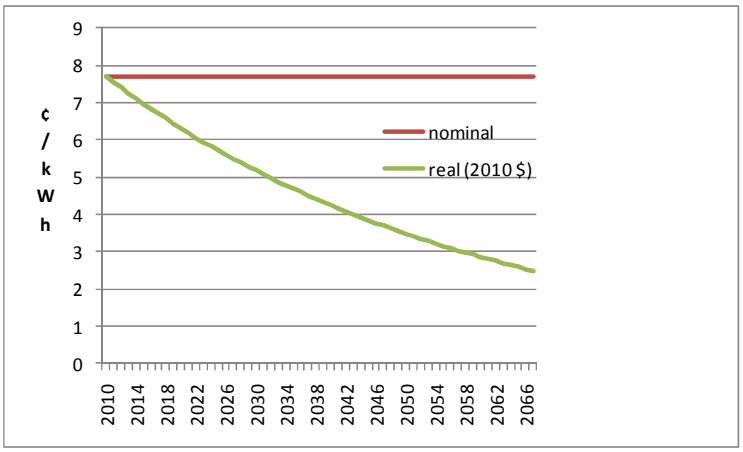
3) This figure is expressed in nominal dollars (transcript, March 8, p. 218);

4) This figure applies to the energy coming out of Muskrat Falls; the cost increases to 14.3 cents delivered to the Island (transcript, March 8, p. 278);

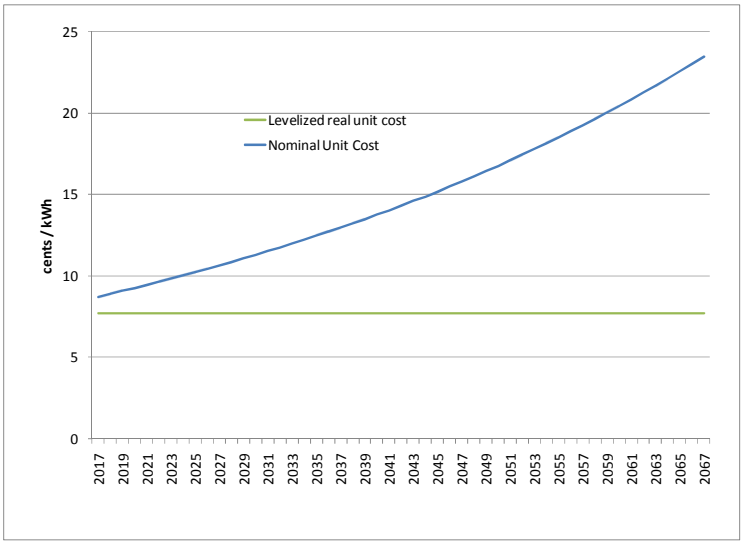
5) The revenues to the Proponent from sales to Island consumers will be based on a rate of 7.58 cents (2010 $), increasing with inflation (U-17 and U-27);

I have tried to reconcile these statements with each other, without success.

Statements 2 and 3 mean that, were the Proponent to receive 7.7 cents for every kWh produced, in the year when it is produced without adjustment for inflation, the resulting revenues would be sufficient to repay the total construction costs (including financing costs during construction). As the real value of 7.7 cents will decline year to year, due to inflation, the constant-dollar value of this revenue stream would also decline over time, as shown in the following graph.



Instead, in U-17 and U-27 (Statement 5), the Proponent shows the price charged for Muskrat Falls power *increasing* year to year, as shown in the following graph:



Thus, the statement that the levelized cost of 7.7 cents/kWh is a nominal levelized cost is inconsistent with the Proponent's treatment of the cost data. This treatment rather suggests that the LUEC provided is a **real** levelized cost.

The relationships between capital cost and real and nominal levelized costs are explained in a study I prepared, together with James Litchfield and Roy Hemmingway, for the Great Whale environmental assessment in 1994.[12] As this study is not easily available, I have attached the relevant pages and the title page and table of contents. I would be pleased to provide a copy of the full study, if it is of interest to the Panel.

As we explained on page 25, "Even though the levelized real cost of a new resource may be not greater than today's average system cost, the resource may lead to substantial rate increases when it is commissioned." It is the *nominal* unit cost "that must be recovered in rates, in order to make annual payments (principal and interest) on the debt incurred in building the project". (p. 27)

To the best of my knowledge — and assuming, based on the foregoing, that the cost figures provided are stated in real (constant) dollars — the Proponent has not yet provided a straight-forward estimate of the current-dollar (nominal) unit cost of the project, either in actual or in levelized (average) terms. As noted above, nominal unit costs are the only indicator of actual rate impacts.

However, based on the prices per MWh indicated in U-27, it seems that the average *nominal* cost of the project – the average value of the blue Nominal Unit Cost line in the above graph — is over $149/MWh.

[12] J. Litchfield, L. Hemmingway and P. Raphals. 1994. *Integrated Resource Planning and the Great Whale Public Review*. Great Whale Environmental Assessment: Background Paper No. 7, Great Whale Public Review Support Office, 105 pp.

As financing costs are generally greater in the early years of a major capital project, one could expect the nominal costs in the first decades to be greater than this levelized (average) value, and those in later decades to be lower.

If applied to the full output of the Muskrat Falls generating station, the Price per MWh figures provided in U-27 would result in over $37 billion in revenues over 50 years. Discounted at 8%, this results in a present value of over $6.5 billion, far more than the construction costs. A discount rate of over 15% is required to align the present value of these future revenues in line with total construction costs. The Proponent's statement that this revenue forecast is based on a rate of return similar to a regulated utility[13] therefore needs further explanation.

The hypothesis that the price charged to Island consumers will continue to escalate at the rate of inflation, while Nalcor's costs decrease, also requires further examination.

It is my understanding that, for the Proponent's decision-making process, no analysis of actual cashflow is required until Gateway 3, prior to project sanction. However, if the Panel is interested in understanding the impact of the Muskrat Falls project on power rates on the Island, it is necessary to examine this question now.

The Proponent is correct to state that the willingness of its shareholder to defer ("backload") its return on equity would affect the potential rate impacts. However, the testimony from Mr. Paddon of the Department of Finance suggests that the Province is expecting an adequate return on its equity investment once the project is in operation:[14]

17 MR. PADDON: The profits -- I
18 mean, you had seen the slide for the previous
19 proponent that at some point in time you could be
20 talking about a billion dollars a year in terms of
21 excess cash. Now, that's some time down the road.
22 But at the same time, I mean, once
23 operations start there's still a reasonable amount
24 of revenue that would be available, one, to service
25 any debt that we incur to invest in the province,

[13] Supply Alternatives Analysis, p. 15.

[14] Transcript, v. 7, March 9, pp. 96-97.

1 and then the residuals available for spending
2 priorities of the government.
3 The rate of return that we would
4 expect on the project would be sufficient, one, to
5 service our debt, and two, to provide reasonable
6 revenue to be distributed throughout the economy,
7 wherever that may be.

In the absence of an explicit commitment by the Province to defer its return on equity, one must assume that project revenues will need to be sufficient to meet these payments. Thus, one must assume that year-to-year revenues must be sufficient to meet payments on both debt and equity.

Additional questions

The Panel has indicated that it intends to direct additional questions to the Proponent in order to achieve greater clarity on these issues. To assist the Panel, I would like to suggest the following questions:

1. Please provide the detailed calculations used to derive the unit cost figures mentioned (7.7¢/kWh for generation only, and 14.3 ¢/kWh delivered to the Island[15]), including all data and assumptions necessary to reproduce the calculations.

2. Do the Price per MWh figures provided in U-27 represent the price at which power would be sold from Nalcor to NLH? If not, please specify what meaning should be given to these figures.

3. Please provide a year-by-year financial analysis after commissioning, that includes, as a minimum, the following elements:

    a. Costs, including debt and equity payments, depreciation, O&M, and other costs,

    b. Revenues (per MWh) and total,

    c. Debt balance,

    d. Undepreciated equity.

    Given the fact that financing arrangements have not yet been finalized, several scenarios may be presented to provide the Panel with an understanding of the various possible arrangements.

4. For each scenario provided in response to the previous question, please indicate the year-by-year per-MWh cost to be passed on to Island ratepayers, including both generation and transmission (Island Link) costs.

[15] Transcript, March 8, p. 276.

5. Please explain how the costs to Island customers would be different if the Muskrat Falls project were included in the rate base of NLH for regulatory purposes.

6. Please provide a summary of the current status of conservation and demand managements programs of NLH and of NP for Island consumers, including:

    a. Most recent plans submitted to PUB for approval, and relevant PUB decisions

    b. Current program budget ($/yr) and objectives (kW and MWh savings per year)

    c. Expected evolution of budget and objectives over the coming years.

7. Please provide a summary of the current status of integrated resource planning processes of NLH and of NP for Island consumers.

Philip Raphals
Executive Director
Helios Centre

Attachments:

1) La filière hydrolienne – Une Introduction (Centre Hélios)
2) Article on RSW instream hydro pilot project
3) Aligning Utility Interests with Energy Efficiency Objectives
4) Regulatory Barriers to DSM
5) PUB Order PU 8 (2007)
6) Litchfield, Raphals, Hemmingway, IRP and Great Whale Public Review (excerpts)

La filière de l'hydrolienne fluviale :

Une introduction

2009

Philip Raphals
Yorick Tisseau
Jonathan Vianou
Daniel Loevinsohn

TABLE DE MATIÈRES

INTRODUCTION 1

1. QUELQUES NOTIONS DE BASE 2

1.1. Notions physiques 2
1.1.1. La limite de Betz 2
1.1.2. Les courbes de puissance et les rendements 3
1.1.3. La force de portance et la force de traînée 5
1.1.4. Les forces destructrices 6
1.1.4.1. La cavitation hydrodynamique 6
1.1.4.2. La vibration 7
1.1.5. La variabilité des courants et le facteur d'utilisation 7

1.2. Notions économiques 8
1.2.1. Facteurs reliés à la technologie 9
1.2.1.1. Coût en capital 9
1.2.1.2. Coût d'exploitation 9
1.2.2. Facteurs reliés au site 10
1.2.3. Calcul des coûts unitaires 12

2. APPROCHES TECHNOLOGIQUES 14

2.1. Turbine à courant croisé 14
2.1.1. Turbine inspirée du modèle de Darrieus 15
2.1.2. Turbine hélicoïdale de Gorlov 16
2.1.3. Turbine Achard 17

2.2. Turbine à courant axial 17
2.2.1. Turbine à pales 18
2.2.2. Turbine carénée 18

2.3. Systèmes d'ancrage 19

2.4. Conclusion 20

3. LES SOCIETES D'HYDROLIENNE FLUVIALE 21

3.1. Turbine à courant croisé 22

3.1.1. Alternative Hydro Solutions 22

3.1.1.1. Description technique 23

3.1.1.2. État de développement 25

3.1.2. New Energy 25

3.1.2.1. Description technique 26

3.1.2.2. État de développement 26

3.1.3. Water Power Industries AS 27

3.1.3.1. Description technique 27

3.1.3.2. État de développement 28

3.1.4. Hydrovolts Inc. 29

3.1.4.1. Description technique 29

3.1.5. Lucid Energy Technologies & Vigor Clean Tech 30

3.1.5.1. Description technique 31

3.1.5.2. État de développement 33

3.1.6. Turbine Achard 34

3.1.6.1. Description technique 34

3.1.6.2. État de développement 37

3.2. Turbine à courant axial —turbines à pales 37

3.2.1. Verdant Power 37

3.2.1.1. Description technique 38

3.2.1.2. État de développement 40

3.2.2. Teamwork Technology 42

3.2.2.1. Description technique 43

3.2.2.2. État de développement 43

3.3. Turbine à courant axial — turbine carénées 44

3.3.1. Free Flow Power 44

3.3.1.1. Description technologique 44

3.3.1.2. État de développement 45
3.3.2. Hydro Green Energy 47
3.3.2.1. Description technique 47
3.3.2.2. État de développement 49
3.3.3. UEK Corporation 49
3.3.3.1. Description 49
3.3.3.2. État de développement 50

4. CONCLUSION 52

Introduction

Cette étude a été préparée au cours de l'année 2008, sur la base des informations publiquement disponibles, soit celles fournies par les compagnies concernées, soit celles présentées dans d'autres rapports déjà rendus publics. Ces informations ont été complétées par des entrevues téléphoniques dans certains cas. Toutefois, nous n'avons effectué aucune visite des sites ni des entreprises concernées.

L'étude commence avec la présentation de quelques notions de base, tant scientifiques qu'économiques, nécessaires pour comprendre cette nouvelle filière (Chapitre 1). Ensuite, nous présentons au Chapitre 2 les quatre principales approches technologiques actuellement poursuivies par différentes entreprises.

Au chapitre 3, nous présentons brièvement les principales entreprises actives dans le domaine de l'hydrolienne fluviale. Pour chacune, nous présentons une decription technique de la technologie utilisée ainsi qu'un résumé de son état de développement.

1. Quelques notions de base

Cette section vise à présenter au lecteur certains concepts utiles pour la compréhension de l'évolution de la filière de l'hydrolienne fluviale. Dans la section 1.1, nous présentons certaines notions physiques qui concernent cette technologie, et dans la section 1.2, nous expliquerons rapidement les éléments qui contribuent à définir le coût unitaire d'un projet hydrolien.

1.1. Notions physiques

Pour mieux comprendre le fonctionnement des hydroliennes, il est utile de les comparer avec les éoliennes puisque ces deux types de technologies utilisent l'énergie cinétique comprise dans un fluide en mouvement, faisant donc appel aux mêmes lois et phénomènes physiques.

Malgré la similarité conceptuelle avec l'éolien, l'énergie hydrolienne se trouve aujourd'hui à un stade de développement beaucoup moins avancé. La technologie éolienne est arrivée à un stade de maturité où — sans minimiser les différences technologiques d'une turbine à l'autre — les grandes lignes technologiques sont déjà bien établies. Toutefois, le domaine hydrolien se trouve encore à la phase d'exploration technologique, où de nombreux concepts technologiques fondamentalement différents se trouvent en concurrence les uns avec les autres.

Dans cette section, nous regarderons rapidement la limite de Betz, les courbes de puissance des machines, les rendements, la variabilité de la ressource et ses conséquences sur le facteur d'utilisation, et les forces créées par les courants d'eau.

1.1.1. La limite de Betz

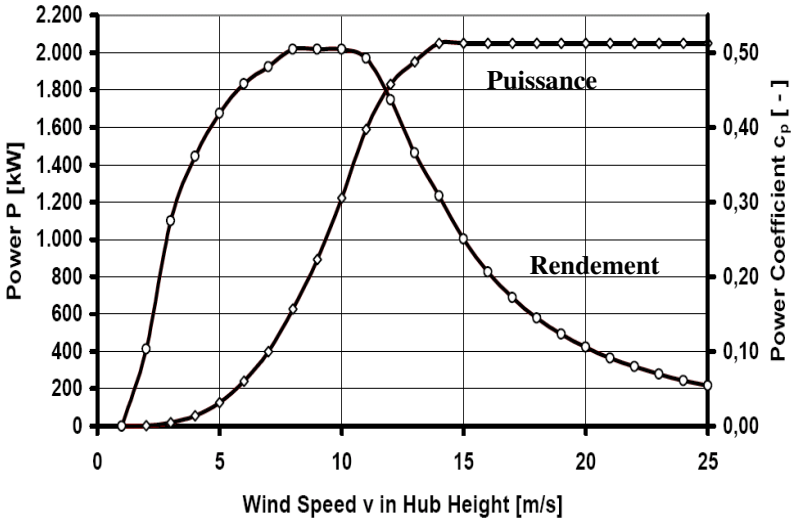
Betz a démontré que la puissance que l'on peut extraire d'un fluide en mouvement dépend du ratio entre les vitesses en aval (V2) et en amont (V1) de la turbine. Cette puissance atteint un maximum de 59 % de l'énergie cinétique comprise dans le courant lorsque la vitesse en aval de la turbine est un tiers de la vitesse en amont. Pour comprendre cette limite, on peut constater que, si l'on pouvait extraire 100 % de l'énergie comprise dans le courant, le fluide sortant serait complètement stoppé ($V2/V1 \cong 0$), tandis que le fluide entrant ne pourrait plus passer au travers de la turbine. L'autre cas extrême serait quand le fluide entrant passe au travers de la turbine sans aucune perturbation ($V2/V1=1$). L'énergie extraite serait, dans ces deux cas, nulle.

L'optimisation d'une turbine exige donc une conception faisant en sorte que le courant en aval de la turbine soit égal à environ un tiers du courant en amont (V2/V1=0,3), et ce, pour les vitesses de courant auxquelles sera exposée la turbine la plupart du temps.

1.1.2. Les courbes de puissance et les rendements

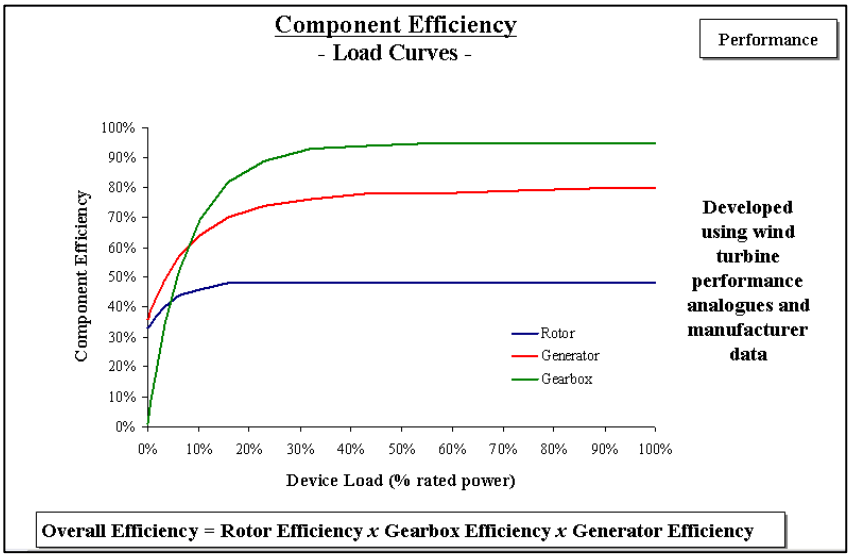
La puissance d'une turbine éolienne ou hydrolienne augmente rapidement avec le cube de la vitesse du courant. Toutefois, à un certain point, la production d'électricité cesse d'augmenter avec la vitesse du courant, et ce, pour deux raisons. La première est que le profil aérodynamique des pales ne peut être optimal pour toutes les vitesses possibles de courant. Ainsi, au-delà d'une certaine vitesse, son efficacité ne peut que baisser. La deuxième raison dépend du générateur. Quoique différents types de générateurs aient des caractéristiques différentes, les générateurs synchrones ont généralement une puissance maximale. Pour les éoliennes, il y a une troisième raison : au-delà d'une certaine vitesse de vent, la machine doit être arrêtée pour éviter un bris mécanique.

Le graphique 1 illustre ce phénomène. Par rapport à l'énergie comprise dans le courant, le rendement commence à diminuer avant le point de plafonnement. Il est important de souligner que les rendements publiés par la plupart des sociétés actives dans le développement des turbines ne tiennent souvent pas compte de cet effet, et ont donc tendance à les surévaluer.



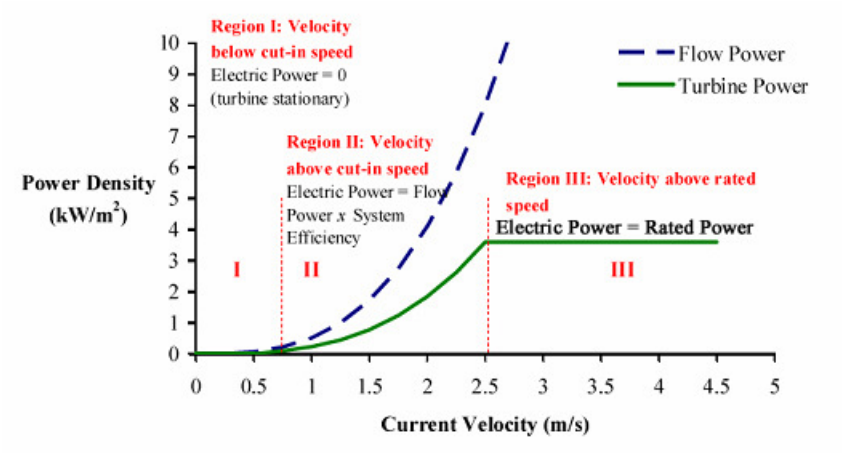
Graphique 1. Comparaison de la puissance électrique en fonction de la vitesse du courant.

Les principaux composants d'une hydrolienne présentent des similitudes avec ceux d'une éolienne. En effet, l'appareillage de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très similaire. Les performances du rotor sont, dans les deux cas, restreintes par la limite de Betz (59 %). Par conséquent, le coefficient global de performance d'une hydrolienne devrait être du même ordre de grandeur que celui d'une éolienne, comme l'indique le graphique 2, qui démontre les efficacités typiques des différents composants d'une éolienne[1]. Toutefois, certains turbines n'ont pas de boîte de vitesses, évitant ainsi les pertes qui y sont reliées.



Graphique 2. Courbe de rendement et de puissance d'une éolienne.

Enfin, le graphique 3 montre un schéma de la courbe de puissance d'une turbine hydrolienne.



[1] SOURCE., p. 12.

Graphique 3. Courbe de puissance d'une hydrolienne (Source EPRI)

1.1.3. La force de portance et la force de traînée

Quelle que soit la technologie employée, deux forces principales sont impliquées dans la rotation de la turbine : la force de portance et la force de traînée.

La **force de portance**, qui s'exerce perpendiculairement au sens de l'écoulement, est créée par une différence de pression entre les deux côtés d'un même profil. Dans le domaine de l'aéronautique, c'est la force de portance qui permet d'élever un avion. En hydrodynamique et pour la plupart des hydroliennes, la portance est la principale force qui induit la rotation du rotor. Quand le fluide est incompressible, la force de portance varie au carré de la vitesse de déplacement du fluide.

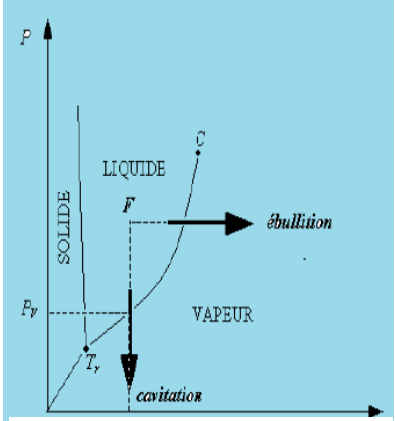
La **force de traînée** s'exerce parallèlement au sens d'écoulement contre un corps qui lui résiste. Il s'agit d'un phénomène de résistance exercée par un fluide sur un objet quand l'un des deux est en mouvement. Il existe quelques turbines conçues en fonction de cette force, comme les roues à aubes, mais elles affichent généralement un faible rendement par rapport aux turbines conçues en fonction de la force de portance. Pour les autres, la force de traînée, qui est parallèle et opposée à l'écoulement quelque soit la configuration du profil, agit comme un frein, causant une dissipation de l'énergie mécanique en chaleur.

Afin d'augmenter la performance d'une turbine, il est donc essentiel d'avoir le plus grand ratio possible entre la force de portance et la force de traînée. Pour ce faire, on peut réduire la surface frontale ou encore jouer sur la géométrie du bord d'attaque. La force de portance varie avec l'angle d'incidence du profil, angle qui varie avec la vitesse du courant.

Par ailleurs, la force de portance est généralement réduite à l'extrémité des pales, en raison de la création de tourbillons qui induisent également une force de traînée. La réduction des tourbillons est donc un autre élément important dans la conception d'une machine hydrolienne.

1.1.4. Les forces destructrices

1.1.4.1. La cavitation hydrodynamique



Graphique 4. La cavitation.

La cavitation provient du mot latin « cavus » qui signifie trou. Le phénomène de cavitation hydrodynamique est la formation et l'oscillation de bulles de gaz ou de vapeur dans un liquide, qui apparaissent quand la pression du liquide devient inférieure à la pression de vapeur saturante.

La vitesse du fluide pendant son passage dans la turbine engendre une diminution de pression, selon le principe de Bernoulli. Le graphique ci-contre indique que si le fluide liquide subit une élévation de température, il se transformera en vapeur par un phénomène d'ébullition. Par contre, si c'est la pression qui diminue, il se transformera en état gazeux par un processus de cavitation. En implosant, les bulles de cavitation libèrent alors une forte pression qui provoque souvent des dégâts irréversibles sur les matériaux. La cavitation mène à une chute de performances de la machine, à des vibrations de la structure mécanique et à un bruit intense. Toutefois, ce phénomène ne se manifeste qu'en présence d'un germe de cavitation, c'est-à-dire d'une imperfection sur la surface des matériaux, comme la rugosité du matériau.

L'image ci-dessous montre les dégâts occasionnés par la cavitation.

Étant un phénomène limité aux liquides, le risque de cavitation représente une des différences les plus importantes entre les éoliennes et les hydroliennes. Un grand défi dans la conception des hydroliennes est de contrôler le ratio entre la vitesse du bout de la pale et celle de l'écoulement pour qu'il soit le plus élevé possible, sans franchir le seuil de cavitation.

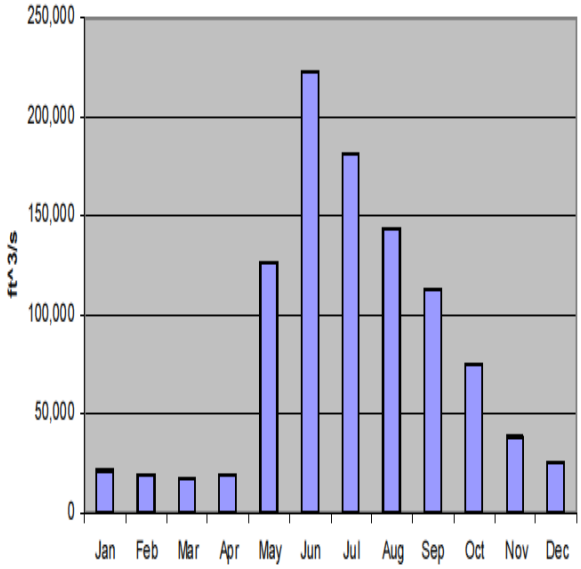
Image 1. Dégâts causés par la cavitation (www.ac-nancy-metz.fr).

1.1.4.2. La vibration

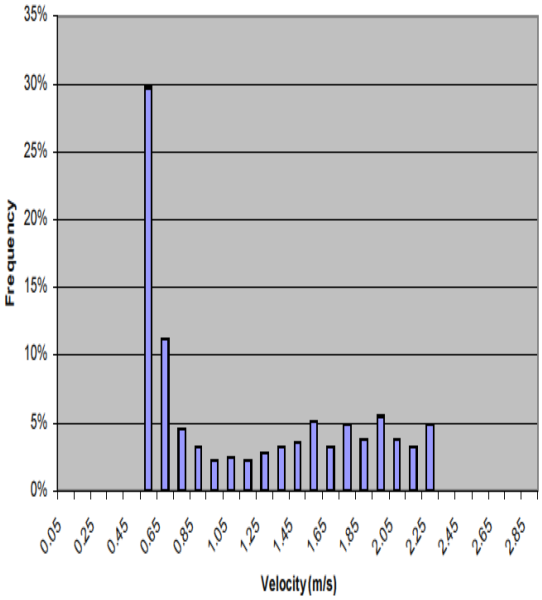
Un ensemble mécanique est le siège de vibrations s'il est animé de petits mouvements au voisinage d'une position d'équilibre. Une vibration est définie par une ou plusieurs fréquences et par son amplitude. L'aspect vibratoire est un aspect primordial d'un système mécanique. Ces vibrations provoquent une fatigue prématurée des matériaux et réduisent les performances de la machine. Concernant les hydroliennes, ces vibrations vont dépendre du profil hydrodynamique des pales, de leur superficie et de la vitesse de rotation.

1.1.5. La variabilité des courants et le facteur d'utilisation

Peu de données sont disponibles quant au degré de variabilité de la ressource hydrolienne. Toutefois, les données existantes suggèrent que cette variabilité est beaucoup moins grande que celle de la ressource éolienne. Par exemple, le relevé hydrographique de la rivière Yukon à Eagle, présenté ci-dessous, indique que la vitesse du courant (graphique 5) varie au cours de l'année d'un facteur de 4 (de 0,65 à 2,25 m/s). Il s'agit d'une plage beaucoup plus restreinte que celle des éoliennes, où les vents sur un site peuvent facilement varier entre 0 et 40 m/s.



Graphique 5. Débit moyen de la rivière Yukon à Eagle.

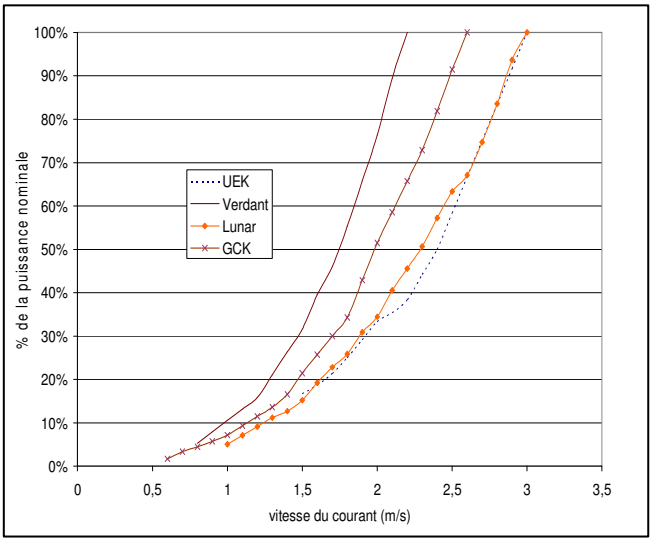


Graphique 6. Fréquence de vitesse de la rivière Yukon à Eagle.

Cette plage restreinte de variabilité permet de concevoir des turbines ayant un profil hydrodynamique relativement stable sur la gamme de vitesse généralement observée. Par conséquent, le plafonnement de la puissance illustré au graphique 3 ne serait atteint que lors de situations extrêmes.

Toutefois, les débits moyens annuels sur le même site (graphique 6) fluctuent de 20 000 à 225 000 pi^3/s, soit par un facteur de plus de 10.

Le fait que, dans cet exemple, les vitesses moins élevées soient beaucoup plus fréquentes que les vitesses plus élevées est cependant préoccupant. Si ce cas s'avérait typique, le facteur d'utilisation typique serait par conséquent relativement faible, et les coûts par kWh, élevés.



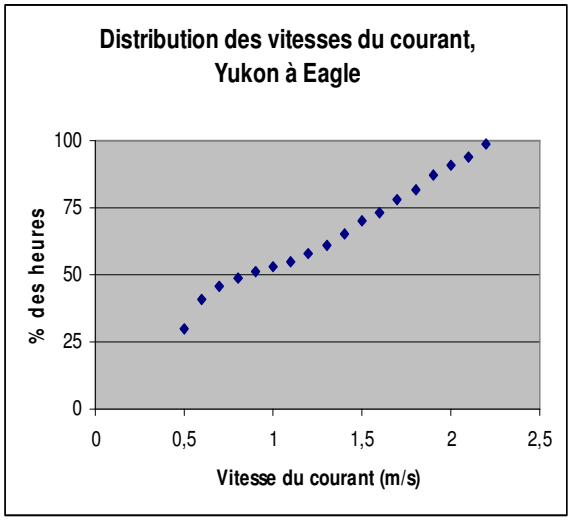
Graphique 7. Courbes de puissance.

Pour mieux saisir cette relation, le graphique 7 présente les vitesses du courant du graphique 5 en fonction de la probabilité d'occurrence. Il démontre, par exemple, que pendant 50 % du temps, le courant est inférieur à 1,5 m/s.

Le Graphique 8 présente les courbes de puissance de quatre turbines hydroliennes qui, selon leurs constructeurs, atteignent leurs puissances nominales à 2-3 m/s. Le graphique indique que, pour ces quatre turbines, la production à 1 m/s se limite à moins de 10 % de leur puissance nominale.

Lus ensemble, on apprend que la production d'électricité sur ce site sera inférieure à 10 % de la puissance nominale des turbines pendant 50 % du temps.

Dans la section 2.2.2, nous examinerons cet exemple de plus près ainsi que ses implications sur le coût unitaire de l'énergie hydrolienne.



Graphique 8. Distribution des vitesses (Yukon à Eagle)

1.2. Notions économiques

L'ampleur éventuelle du marché pour les turbines hydroliennes dépend ultimement de leur rentabilité pour la production d'électricité. Le coût de revient d'une installation particulière, en cents par kilowattheure, dépendra de

plusieurs facteurs reliés à la technologie appliquée, mais aussi au site.

Dans cette section, nous présenterons ces différents facteurs et nous expliquerons leurs implications sur le coût unitaire éventuel[2].

1.2.1. Facteurs reliés à la technologie

1.2.1.1. Coût en capital

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

Ce coût, majoré par les coûts de financement et de rendement, doit être réparti parmi les kilowattheures produits tout au long de la vie utile des équipements.

1.2.1.2. Coût d'exploitation

Étant donné qu'ils s'appliquent directement pendant chaque année d'opération, les coûts d'exploitation (*operations and maintenance,* ou O&M) ont un effet marqué sur le coût de revient. Ces coûts annuels sont souvent exprimés en termes de pourcentage du coût en capital.

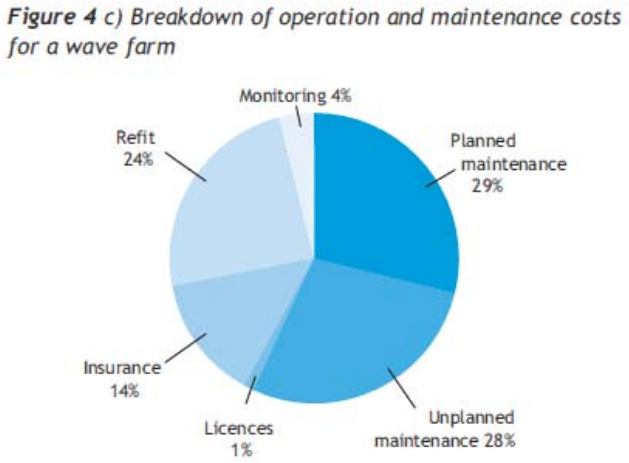
Il est bien sûr très difficile d'estimer les coûts d'exploitation d'une filière qui est encore au début du processus de commercialisation. Cela dit, on peut présumer que les coûts d'O&M seront sensiblement plus élevés que ceux des petites centrales hydroélectriques classiques, car :

- Il s'agit d'une technologie jeune, et donc au début de la courbe d'apprentissage. La composante de l'entretien non planifié risque donc d'être beaucoup plus grande ;

[2] Cette analyse a été largement tirée de P. Raphals, *La filière de l'hydrolienne fluviale : un premier regard sur les coûts*, avril 2008.

- Les coûts en capital des centrales hydroélectriques incluent une composante importante de travaux de génie civil, pour laquelle les coûts annuels d'O&M sont relativement faibles. Si l'on mesurait les coûts O&M seulement en fonction des coûts en capital des machines, ils seraient beaucoup plus élevés ;
- Bien que les petites centrales hydroliennes intègrent des grilles et d'autres éléments pour protéger les turbines des débris, les turbines seront inévitablement beaucoup plus exposées.

Le graphique 9, tiré d'une étude sur l'énergie des vagues, attribue une part importante des coûts O&M aux coûts d'entretien non planifié, ce qui sera probablement justifié dans le cas des hydroliennes également[3].



Graphique 9. Ventilation estimée des coûts d'O&M.

1.2.2. Facteurs reliés au site

Pour maximiser la rentabilité d'une hydrolienne, deux facteurs sont particulièrement importants : la courbe de puissance de la machine et la distribution des vitesses du courant durant l'année (« régime de vitesses »). Ensemble, ils déterminent le facteur d'utilisation annuel, élément essentiel dans le calcul du coût unitaire de l'électricité produite.

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

---

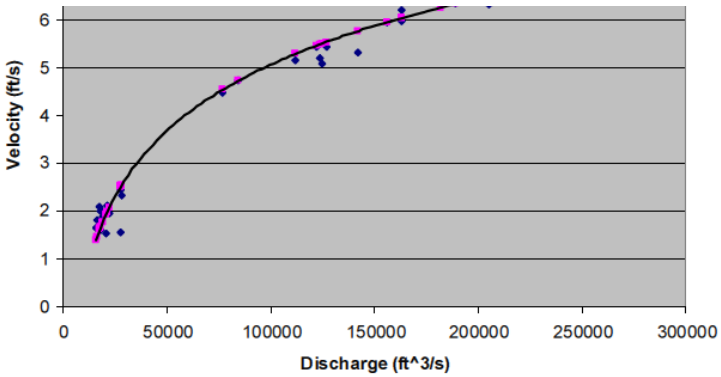
[3] Carbon Trust. *Future Marine Energy. Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy* (2006). www.carbontrust.co.uk/Publicsites/ cScape.CT.PublicationsOrdering/ PublicationAudit.aspx?id=CTC601.

Dans le cas des installations marémotrices, le f.u. 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, le f.u. d'un projet d'énergie marémotrice est facilement prévisible, généralement entre 30 et 45 %[4].

La situation est très différente dans le contexte fluvial. Bien que les courants n'arrêtent jamais, ils varient constamment et de façon importante sur une base quotidienne et saisonnière — sauf lorsqu'ils sont régularisés par un barrage en amont. Ainsi, les f.u. des projets fluviaux varient de mois en mois et d'année en année, et ne peuvent être prévus de façon fiable sans des études hydrologiques complexes.

Le régime de vitesses d'un site dépend donc de l'hydrologie du bassin versant et, le cas échéant, des régimes d'exploitation des ouvrages régulateurs en amont, dont des réservoirs hydroélectriques. La vitesse d'un cours d'eau varie avec le débit : plus le débit est important, plus la vitesse augmente. La relation entre vitesse et débit est décrite selon une fonction logarithmique, comme celle montrée au Graphique 10, qui provient de la rivière Yukon[5]. Toutefois, la fonction précise pour déduire l'un de l'autre dépend des caractéristiques physiques du site qui ne peuvent être connues précisément sans des études hydrologiques locales[6].

Graphique 10. Fonction débit/vitesse pour la rivière Yukon à Eagle.



Comme nous l'avons déjà vu à la section 1.1.5, le f.u. dépend de l'interaction entre la distribution de vitesses du courant sur l'année (graphique 5) et la courbe de puissance (graphique 8). Plus la fréquence des vitesses correspondant à la puissance nominale de la machine est grande, plus le f.u. sera élevé.

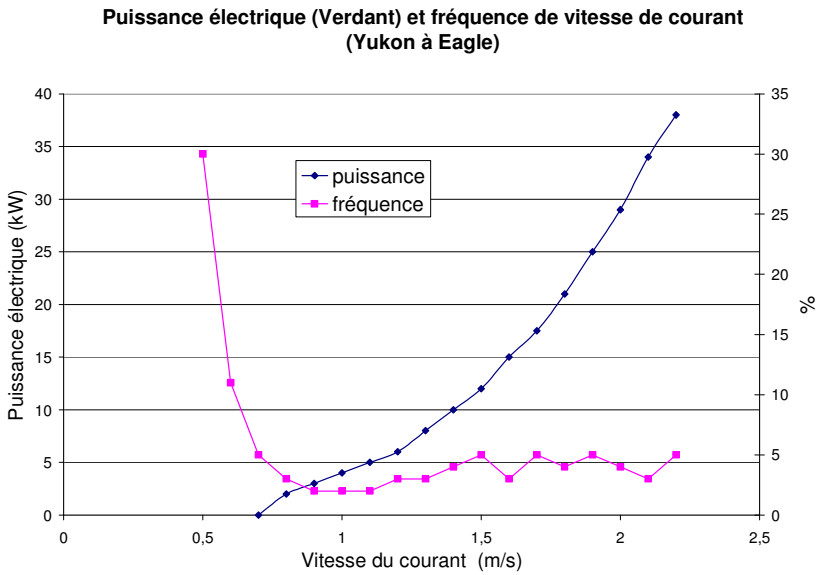
Dans le cas précis de la rivière Yukon à Eagle, si nous comparons la courbe de puissance de la machine Verdant (celle qui a la meilleure

[4] Calculé à partir de données d'EPRI, *A Feasibility Study of In Stream Tidal Energy Conversion Technology in North America,* p. 5.

[5] EPRI, River In-Stream Energy Conversion (RISEC) Characterization of Alaska Sites, EPRI RP-003-Alaska, February 29, 2008, p. 43.

[6] Des modèles numériques peuvent être utilisés pour estimer ces courbes aux fins d'un « screening » initial.

production à basse vitesse de courant) avec la courbe de distribution de vitesses, on constate que le courant n'atteint que rarement les vitesses requises pour une production importante d'électricité, comme le démontre le graphique suivant :



Graphique 11. Puissance électrique (Verdan) et fréquence de vitesse de courant (Yukon à Eagle).

Ces données donnent lieu à une production moyenne de 9,2 kW, l'équivalent d'un f.u. de seulement 25 %, d'où l'importance critique du choix du site pour la rentabilité de cette filière. Soulignons que la connaissance de la vitesse moyenne du courant sur le site n'est pas suffisante pour connaître le f.u., même approximativement.

1.2.3. Calcul des coûts unitaires

Dans notre rapport préparé pour le SAEM en avril 2008[7], nous avons présenté un tableau illustrant le coût unitaire (¢/kWh) en fonction du coût en capital ($/kW) et du facteur d'utilisation (en pourcentage).

Ces coûts unitaires ont été calculés à l'aide d'une méthode mise au point par le Electric Power Research Institute (EPRI), aux États-Unis. Cette méthode considère 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 ajustée à la durée de 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

[7] Voir la note 2.

coût annuel d'investissement dépend principalement du coût total d'investissement, du taux d'intérêt et de la période de remboursement.

Avec la méthode de l'EPRI, légèrement simplifiée, et en fonction des hypothèses précisées dans ce rapport, et du coût en capital et du f.u., nous avons évalué les coûts unitaires comme suit :

		Investissment 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

Tableau 1. Estimation du coût unitaire de la filière hydrolienne.

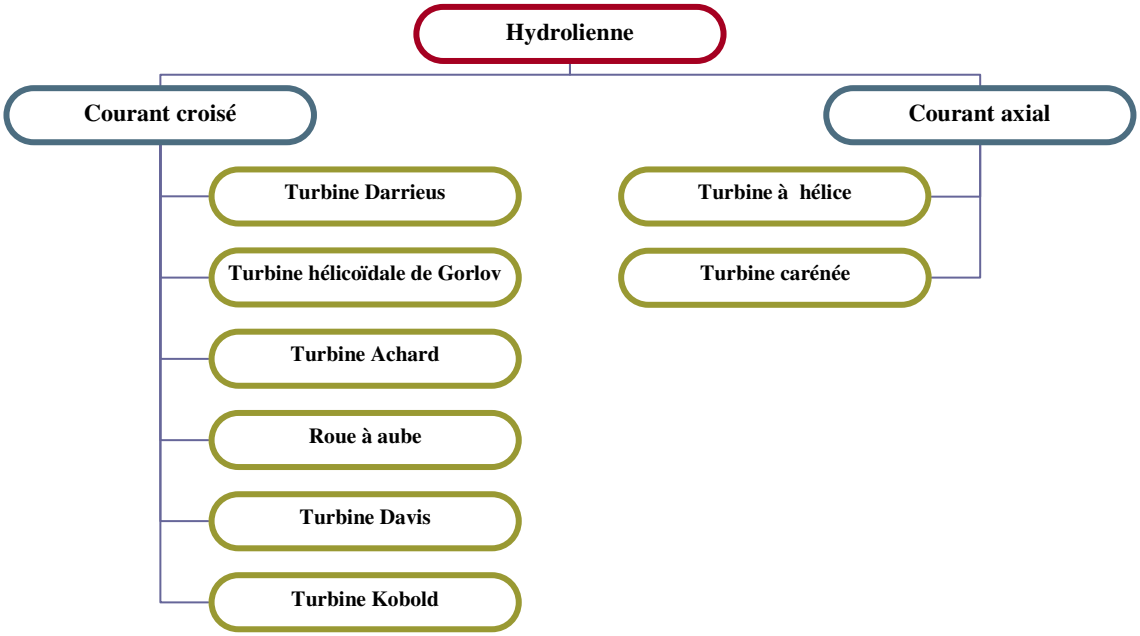
Les cellules en gris indiquent une zone de probabilité raisonnable, tant au niveau du f.u. que des coûts d'investissement. Cela présume, toutefois, que des solutions adéquates soient trouvées, tant au niveau du développement technologique que du choix de sites, pour répondre aux défis décrits ailleurs dans ce document.

Il importe également de rappeler que ces calculs sont très sensibles aux hypothèses financières utilisées. Sans être ancré dans une situation réelle, cet exercice ne peut donner qu'une idée très générale et préliminaire des coûts de cette filière.

Soulignons que l'attente d'un f.u. de 60 % ou 70 % dépend de la prémisse qu'il existe des sites exploitables avec un régime de courants beaucoup plus intéressant que celui de la rivière Yukon à Eagle. L'étude des courants du fleuve Saint-Laurent complétée récemment par le Centre hydraulique canadien, à la demande de Ressources naturelles Canada, mais non encore rendue publique, jetera probablement une lumière intéressante sur cette question.

2. Approches technologiques

Il existe deux principales catégories d'hydroliennes applicables en rivière, celles à courant croisé et celles à courant axial, dont les principes de fonctionnement sont différents. Comme nous le constatons dans le diagramme ci-dessous, les technologies à courant croisé sont beaucoup plus nombreuses.



Graphique 12. Technologies d'hydroliennes

Soulignons que plusieurs développeurs de ces technologies concentrent leurs efforts exclusivement, ou presque, sur des applications marémotrices. Dans les sections qui suivent, nos analyses se limitent aux entreprises qui s'intéressent sérieusement à l'énergie fluviale.

2.1. Turbine à courant croisé

Une turbine à courant croisé est une turbine dont l'axe est positionné perpendiculairement au sens d'écoulement. Tel que nous l'avons expliqué dans la section 1.1.3, la force induisant le mouvement de rotation de la turbine est

la force de portance. Toutefois, il existe une force de traînée qui agit comme un frein. Le ratio portance/traînée va varier au cours de cette rotation mais, généralement, les turbines à trois pales et plus permettent d'obtenir un ratio stable quelque soit la position des pales.

Les turbines à courant croisé fonctionnent indépendamment de la direction des courants. Elles sont généralement installées sur un axe vertical, qui permet d'installer le générateur hors de l'eau. Cette configuration favorise des économies d'échelle en ayant une seule génératrice, actionnée par plusieurs turbines. Elle permet également de réduire les coûts et les risques liés à l'étanchéité des équipements électriques, ainsi que de réduire les coûts de conception et de maintenance.

Cette approche permet aussi une certaine flexibilité quant à leur intégration. Selon la technologie, on peut les installer sur une plateforme flottante ou encore sur une structure immergée.

2.1.1. Turbine inspirée du modèle de Darrieus

La turbine Darrieus, de type courant croisé, a été brevetée par le Français Georges Jean-Marie Darrieus en 1931. Elle comporte des pales ovales reliées à un axe vertical. La technologie Darrieus n'a pas connu le développement escompté dans le domaine de l'éolien, surtoutt en raison de la fatigue et des vibrations, et a été abandonnée au profit des turbines tripales.

Toutefois, ces difficultés sont généralement évitées en milieu aquatique parce que la grande densité de l'eau, par rapport à celle de l'air, permet de réduire considérablement les dimensions de la turbine.

Le profil des pales a évolué grâce aux progrès réalisés dans le domaine de l'aéronautique où l'on retrouve, par exemple, des profils de type NACA. Ces profils ont été testés dans une veine de soufflerie afin d'optimiser les valeurs de portance et de traînée en fonction de l'angle d'attaque et de la vitesse du courant, et de limiter la cavitation.

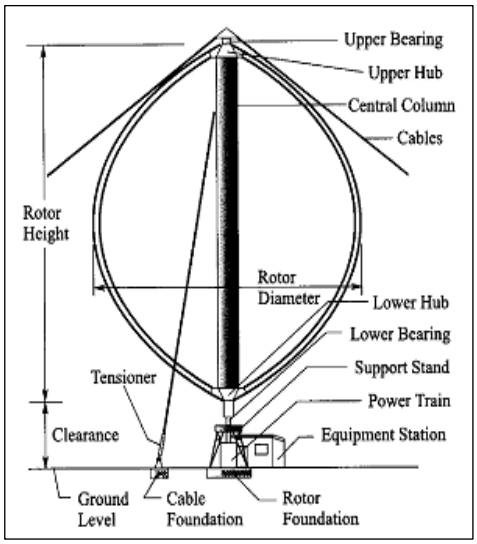


Image 2. Turbine Darrieus.

Les pales sont généralement construites en aluminium, matériau qui résiste bien à la corrosion. Il est léger et résistant à la fois, peu coûteux et, à l'instar des polymères et des céramiques, disponibles partout dans le monde.

En ce qui concerne la vitesse de rotation du rotor, des vitesses comprises entre quelques dizaines à une centaine de tours par minute sont couramment observées. Ceci dépendra évidemment de la vitesse du courant et des dimensions de la turbine. De plus, cette technologie permet à la turbine de démarrer toute seule.

Généralement, le générateur est installé au-dessus de la surface de l'eau, sur une plateforme, flottante ou fixe.

Les turbines Darrieus sont développées pour fournir des puissances de l'ordre de 1 kW jusqu'à plusieurs centaines de kW. Des turbines de 25 kW sont disponibles commercialement.

2.1.2. Turbine hélicoïdale de Gorlov

La turbine hélicoïdale de Gorlov est directement inspirée de celle de Darrieus. Son inventeur, Alexander M. Gorlov, a obtenu un brevet américain en 2001. Son profil hélicoïdal permet à la turbine de démarrer seule pour des vitesses de courant aussi faibles que 0,5 m/s, et l'efficacité est optimisée pour une large gamme de courants. Cette technologie présente l'avantage de pouvoir être installée verticalement ou horizontalement, s'adaptant ainsi à un plus grand nombre de sites.

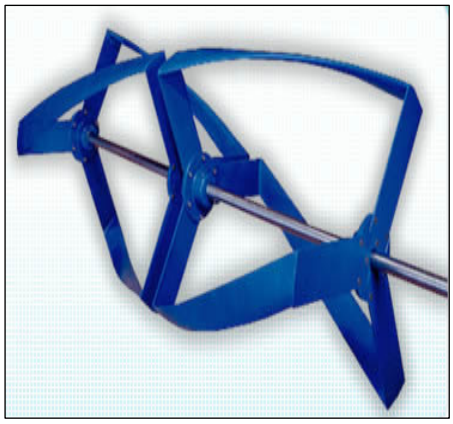


Image 3. Turbine hélicoïdale de Gorlov.

La turbine Gorlov est constituée de trois pales en aluminium. Son profil hélicoïdal permet de répartir uniformément les forces sur la surface et ainsi d'équilibrer la somme des forces de traînée et de portance au cours de la rotation. Ainsi, quelle que soit la position des pales, il y a toujours une partie qui possède un angle d'attaque optimal, c'est-à-dire qui délivre un ratio maximal entre la portance et la traînée.

Ce profil permet de pallier au phénomène de cavitation et de générer beaucoup moins de vibration et de bruit que le design de Darrieus.

Les turbines sont généralement montées sur un axe vertical et le générateur est placé au-dessus de la surface de l'eau. Il est possible d'installer plusieurs turbines sur le même axe, selon le modèle choisi.

Après de nombreuses années de développement, la turbine Gorlov est dorénavant disponible sur le marché[8]. Plusieurs diamètres de turbines sont disponibles afin de s'adapter au plus grand nombre de sites.

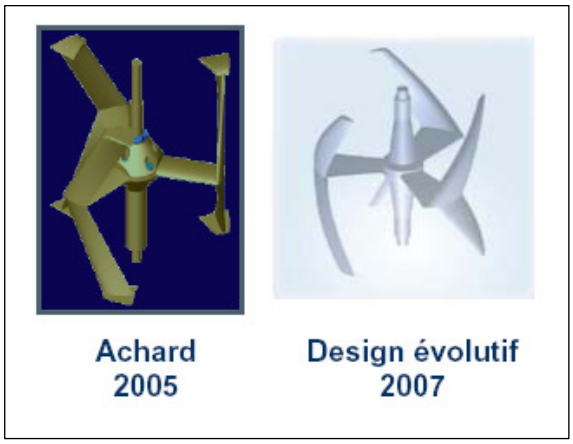
2.1.3. Turbine Achard

La turbine Achard est une technologie à courant croisé, généralement montée sur un axe vertical. Initié en 2001 par le Laboratoire des Écoulements Géophysiques et Industriels (LEGI), son développement se fait maintenant en partenariat avec trois autres laboratoires de recherche français. Le laboratoire 3S-R réalise les recherches sur la structure et l'ancrage, le GE2lab s'occupe de la partie électrique et le LaMCoS, des problèmes de vibration. Le LEGI, quant à lui, s'intéresse à la résolution des problèmes hydrodynamiques.

Inspiré des turbines de Darrieus et de Gorlov, son profil particulier en aile delta permet de mieux répartir les forces et ainsi de réduire les phénomènes de fatigue et de vibrations, quelle que soit son orientation par rapport au courant. La forme de la turbine Achard est en évolution constante. Les images ci-dessous présentent une évolution de la géométrie des pales. L'étude des matériaux est toujours en cours, afin d'en choisir un performant et durable.

Ces turbines, prévues pour fournir quelques dizaines de kilowatts chacune, seront assemblées sur un même axe vertical, lui-même connecté à un générateur. Le rendement d'une turbine seule est estimé entre 25 % et 35 %. Selon les tests et modélisations de LEGI, ce rendement devrait être amélioré de 5 % grâce à la mise en place de plusieurs turbines sur le même axe, et d'un autre 10 % en faisant un « rideau » de plusieurs lignes de turbines[9].

Image 4. Les turbines Achard



Ce concept est toujours en développement et des maquettes ont été testées dans un tunnel hydrodynamique en 2007. En 2008, un prototype à échelle ½ devrait être testé dans un canal de barrage en France.

2.2. Turbine à courant axial

[8] Voir section 3.1.5 à la page 32, sur la société Lucid.

[9] Voir la section 3.1.6.1 à la page 35 pour plus d'information.

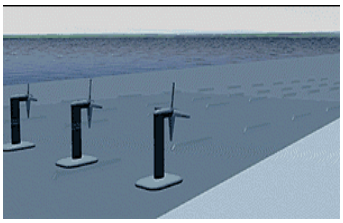


Image 5. Turbine à courant axial.

Une turbine à courant axial est une turbine dont l'axe, horizontal ou incliné, est positionné parallèlement au sens d'écoulement.

Cette technologie doit également sa rotation aux forces de portance. Le ratio portance/traînée varie en raison de la variation de l'angle d'attaque ; il est au minimum près des extrémités, car les turbulences y sont plus importantes. La vitesse de rotation des turbines à courant axial est généralement plus faible que pour les technologies à courant croisé, soit entre 20 et 50 tours par minute.

Les turbines à axe horizontal se divisent en deux sous-catégories : les technologies à pales, similaires aux éoliennes, et les turbines carénées. Ces dernières s'intègrent généralement dans une enceinte convergente pour concentrer le fluide et ainsi augmenter la vitesse.

Les turbines à axe incliné sont de type à pales, mais généralement avec une capacité de production électrique faible. Certains constructeurs ont développé ce système pour des raisons de simplicité. Le générateur se trouve hors de l'eau et l'installation peut être montée sur un ponton ou un bateau. Nous n'aborderons cependant pas le cas de ces turbines, car leurs caractéristiques techniques et leur état de développement ne leur permettent pas de concurrencer les autres types de turbines.

2.2.1. Turbine à pales

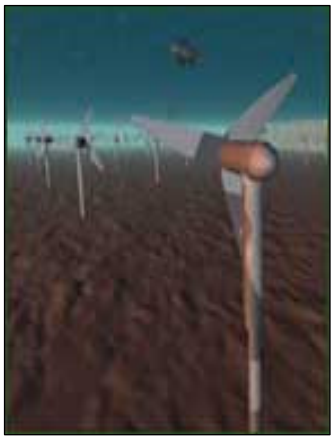
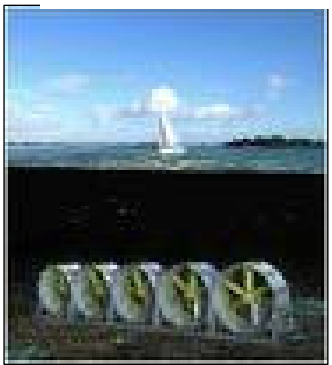


Image 6. Turbine à hélice (© Verdant)

Les hydroliennes composées de pales (ou d'hélices), comme dans le cas d'une éolienne, sont de type courant axial. C'est d'ailleurs à ces dernières que l'on doit l'appellation d'hydrolienne. Bien que les pales soient plus petites que dans le domaine de l'éolien, du fait que la densité de l'eau est environ 800 fois supérieure, les turbines à pales sont beaucoup moins compactes que toutes les autres technologies. De par sa géométrie, cette technologie ne peut pas inclure de carénage ni de système de protection contre les débris. Pour développer une ferme hydrolienne, il faut respecter une certaine distance entre chaque turbine pour permettre à l'écoulement de retrouver un régime stable. Cette technologie se limite à des sites profonds.

2.2.2. Turbine carénée



Les turbines carénées comprennent des hélices enchâssées dans une structure. La forme et le nombre d'hélices, la géométrie de la structure et les matériaux utilisés sont différents selon les constructeurs.

Le carénage permet de concentrer le débit en accélérant la vitesse du courant à l'entrée du rotor, ce qui augmente l'efficacité de la turbine. Il est possible d'intégrer un générateur circulaire à l'intérieur du carénage. On obtient alors une installation compacte et totalement immergée, facilitant ainsi l'intégration en rivière.

Image 7. Turbines carénées

Les turbines carénées sont généralement assemblées en rangées, dont plusieurs peuvent être empilées. Un espacement minimum entre chaque rangée doit être respecté, celui-ci étant déterminé par des de tests en laboratoire et des simulations numériques.

Les turbines carénées sont conçues pour fournir des puissances de l'ordre de 1 kW jusqu'à plusieurs centaines de kW. Par exemple, Hydro Green Energy prévoit concevoir un modèle de turbine de 2 kW et en assembler plusieurs sous la forme d'une matrice. Le même concept sera appliqué aux turbines de plus grande dimension.

2.3. Systèmes d'ancrage

Les différentes technologies d'hydroliennes présentées ci-dessus nécessitent un système d'ancrage et de support pour les amarrer. Il en existe plusieurs types :

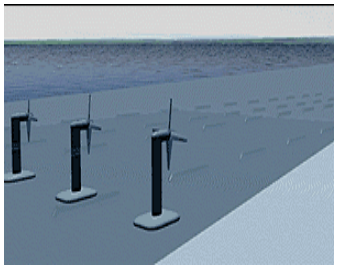


Image 9. Fixation par gravité

<u>Gravité / fixation au fond marin</u>

Ce type de fixation peut varier en fonction des caractéristiques bathymétriques du site et de la technologie d'hydrolienne utilisée : gravité, gravité et amarre, ou encore fixation au fond par des fondations.

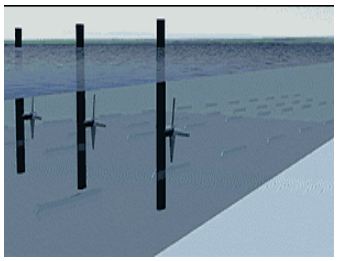


Image 8. Fixation par pylône

<u>Pylône</u>

De même conception que pour les éoliennes, le pylône est souvent utilisé pour les grosses hydroliennes en milieu marin. Ceci inclut généralement un système pour sortir la machine de l'eau et effectuer la maintenance et l'entretien.

<u>Flottant</u>

Il existe plusieurs possibilités :

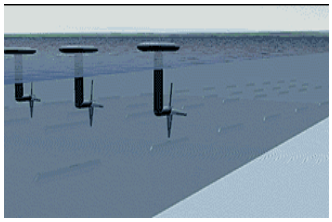


Image 10. Amarre flottante

- *Amarre souple :* fixée au fond marin. Ce système est intéressant dans le cas des courants de marée, car il permet d'orienter la turbine quand le courant change de direction.
- *Structure flottante* : permet de s'adapter au niveau changeant de l'eau.

2.4. Conclusion

Quelle que soit la technologie utilisée, de courant croisé ou axial, le rendement est très fortement dépendant de la vitesse de rotation des pales. Si elles tournent trop rapidement, un décollement dynamique induit non seulement une baisse de rendement, mais aussi l'apparition de la cavitation. Il est essentiel de contrôler cette vitesse afin d'obtenir un rendement optimal sur toute la gamme de vitesse du courant. La plupart des constructeurs essayent de développer une solution technologique permettant de modifier les forces sur les pales, et donc leur vitesse, à l'aide soit de pales à pas variables contrôlés par un moteur électrique, soit du profil hydrodynamique de ces dernières.

3. Les sociétés d'hydrolienne fluviale

L'étude de marché nord-américaine pour les hydroliennes fluviales passe nécessairement par un recensement des sociétés actives dans ce secteur. Nos recherches ont permis de recenser plus d'une vingtaine d'entreprises. En réalité, toutefois, un bon nombre de constructeurs, affirmant pourtant que leurs machines fonctionnent pour tous types de courant, n'avaient entrepris aucuns travaux dans le domaine fluvial. Seules les entreprises œuvrant activement dans le développement d'hydroliennes fluviales sont donc décrites dans ce chapitre. La quasi-totalité développe des turbines et agit également à titre de promoteurs de projets énergétiques. Toutefois, rien n'empêche une compagnie de se limiter à l'une ou l'autre de ces fonctions.

Les prochaines sections présentent des descriptions détaillées de ces entreprises, regroupant trois éléments importants pour chaque entreprise : une présentation de l'entreprise, les caractéristiques techniques et économiques de sa technologie, et enfin l'état de développement actuel et futur des constructeurs afin d'évaluer les perspectives d'évolutions de ce marché en pleine expansion.

Le tableau suivant résume les caractéristiques principales des sociétés recensées :

Technologie	Compagnie	Pays	Nom du système	Position axe	Site visé	Etat de développement
Turbines à courant croisé						
Turbine inspirée du modèle de Darrieus	Alternative Hydro Solutions Ltd	Canada	Freestream Darrieus Water Turbine	Horizontal/Vertical	Rivière	Commercial (rivière)
	New Energy	Canada	EnCurrent Hydro Turbine	Vertical	Rivière, marée	Commercial (rivière)
	Water Power Industries	Norvège	WPI Turbine	Vertical	Rivière, canal, estuaire	Prototype
	Hydrovolts	USA	Hydrovolts Turbine	Horizontal / Vertical	Rivière, marée	Prototype / Pré commercial
Turbine hélicoïdale de Gorlov	Lucid Energy	USA	Gorlov Helical Turbine	Horizontal/ Vertical	Rivière, marée et courant marin, faible chute d'eau	Commercial (rivière)
	Vigor Clean Tech	Canada				
Turbine Achard	Partenariat laboratoires de recherche - entreprises	France	Turbine Achard	Horizontal/ Vertical	Rivière, marée	Laboratoire/prototype (test 2008)
Turbines à courant axial						
Turbine à hélices	Verdant Power	Canada, USA	Kinetic Hydro Power Sys	Horizontal	Rivière, estuaire, océan	Pré commercial (rivière, marée)
	Teamwork technology	Hollande	Tocardo Aqua 2800	Horizontal	Rivière, canal unidirectionnel	Commercial (marée)
Turbine carénée	Free Flow Power	USA	FFP turbine	Horizontal	Rivière, canal unidirectionnel	Développement/
	Hydro Green Energy	USA	Kinetic Hydro Turbine	Horizontal	Rivière, marée et courant marin	Développement/ Pré commercial (marée)
	UEK	USA	Underwater Electric Kite	Horizontal	Rivière, marée et courant marin	Pré commercial

Tableau 2. Recensement des technologies hydroliennes.

3.1. Turbine à courant croisé

3.1.1. Alternative Hydro Solutions

Basée à Toronto au Canada, Alternative Hydro Solutions Ltd. (http://www.althydrosolutions.com/) est issue d'une initiative de Stephen Gregory, en 1991. Travaillant dans le domaine des générateurs hydrauliques, il décide alors de développer un nouveau design de turbine, inspirée du modèle de Darrieus, pour extraire l'énergie hydrocinétique dans des installations de petites et moyennes puissances.

3.1.1.1. Description technique

Le modèle standard est de 1,25 m de diamètre. Toutefois, il existe quatre tailles de turbine de diamètres différents (1,25 m, 1,5 m, 2,5 m et 3m), disponibles pour des hauteurs variables afin de s'adapter aux besoins.

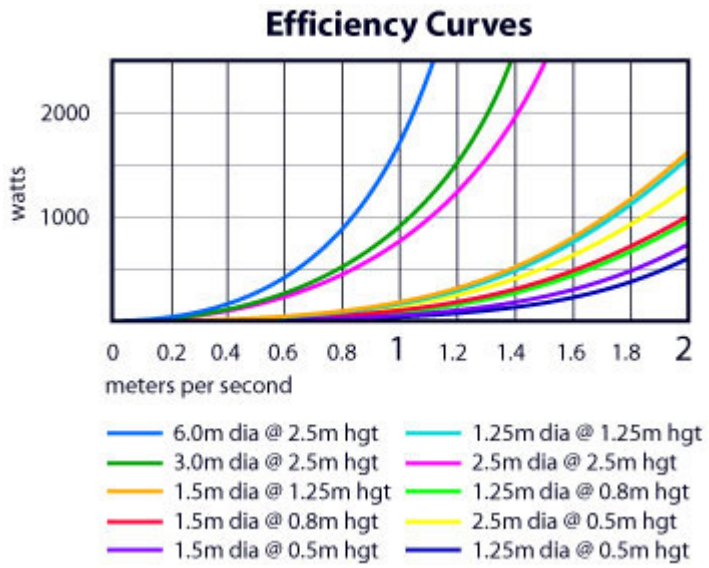
La turbine est constituée de cinq pales droites, reliées par des bras à l'axe de la turbine. Celle-ci est connectée à une boîte de vitesse puis à un générateur électrique. La turbine ne comporte pas de système d'ajustement des pales. Toutefois, leur nombre permet à la turbine de toujours avoir une force de portance maximale pour l'une d'elles.

Image 11. La turbine AHS

Le profil des pales de la turbine est issu de l'aéronautique (type NACA) et optimisé pour minimiser la traînée en atténuant les phénomènes de cavitation et les turbulences. Ces pales sont composées d'aluminium, qui résiste à la corrosion et permet de concevoir une turbine légère, tout en conservant une bonne rigidité.

Le bras qui relie les pales à l'arbre de la turbine a le même profil hydrodynamique que ces dernières afin de réduire les forces de traînée. La largeur du bras est identique à celle des pales sur le modèle standard mais pas sur les plus gros modèles, car elle induirait trop de perte. L'arbre de la turbine est relié à une boîte de vitesse pour que le générateur soit en phase avec le réseau. En effet, la boîte de vitesse permet de transformer la faible vitesse de rotation à fort couple en faible couple à forte vitesse de rotation.

Les turbines démarrent seules pour des vitesses de courant très faibles, et la vitesse de rotation est assez lente. Néanmoins, le modèle standard peut atteindre jusqu'à 100 tr/min pour des vitesses de courant de 5 m/s.



Graphique 13. Courbe de puissance mécanique pour différents diamètres de turbine

Le constructeur fournit plusieurs courbes de puissance mécanique (théoriques) en fonction des vitesses de courant. La puissance extraite varie grandement avec le diamètre et la hauteur de la turbine. Le rendement global de la turbine annoncé par le constructeur est de 25 %.

Le type de fixation dépendra des dimensions de la turbine et de la configuration du site. Le générateur sera placé au-dessus de la surface, sur une plateforme qui peut être flottante, pourvue d'amarres ou encore fixée au fond de la rivière.

La maintenance du générateur et de la boîte de vitesse peut se faire sur place, sans avoir à sortir la turbine de l'eau. Les changements d'huile de lubrification sont préconisés une fois par mois. Les besoins de nettoyage, quant à eux, sont difficiles à prédire puisqu'ils dépendront de l'environnement du site choisi et de la saison.

La turbine et le générateur sont de conception simple et robuste. Alternative Hydro Solutions estime la durée de vie de la turbine à 50 ans. Cette technologie est principalement destinée à des consommateurs finaux ou à des réseaux isolés, qui ne requièrent que de faibles capacités de production.

3.1.1.2. État de développement

La turbine a été montée sur un bateau pour être testée sur un affluent de la rivière Ottawa. D'autres tests ont été réalisés par la suite, en collaboration avec le ministère des Ressources naturelles du Canada (RNCan) et l'université de Windsor. Aujourd'hui, la turbine est commercialisée.

L'unité la plus grande offerte est de 3 m de diamètre et de 2,5 m en hauteur, à un prix de 15 000 $. L'unité de 1,25 m de diamètre et de 0,5 m de hauteur coûte 5 000 $. Selon le graphique présenté à la page antérieure, la plus grande turbine produirait 2,5 kW avec un courant de 1,4 m/s, tandis que la plus petite requiert 2 m/s pour produire 1,2 kW. Ces prix sont pour l'achat des turbines seulement, sans équipement électrique ni frais d'installation.

Image 12. Test de la turbine AHS sur un affluent de la rivière Ottawa.

3.1.2. New Energy

New Energy (http://www.newenergycorp.ca/) a été créée en 2004 à Calgary. Elle possède son propre atelier pour usiner les pales de la turbine et effectuer l'assemblage.

L'entreprise a déjà réalisé des tests en laboratoire et sur site. Elle a obtenu une subvention de 2 millions de dollars de la part de Technologies du développement durable Canada et est en attente d'une réponse pour une subvention du BC Innovative Clean Energy Fund. Elle focalise ses travaux sur le développement commercial de sa turbine.

3.1.2.1. Description technique

La turbine développée par New Energy est également inspirée du modèle de Darrieus. La turbine repose sur un axe vertical, ce qui permet de positionner le générateur hors de l'eau. Cette turbine peut également fonctionner pour les faibles chutes d'eau.

Bien que le promoteur ne fournisse pas de courbe de puissance, il affirme que sa technologie capture entre 40 et 45 % de l'énergie cinétique et fonctionne de façon optimale sur une gamme de vitesses comprises entre 1,5 et 3 m/s. La vitesse de rotation varie avec le diamètre et le courant. Les plus petits modèles immergés dans des courants rapides peuvent atteindre un maximum de 60 à 100 tr/min.

Cette turbine est modulable pour s'adapter aux exigences du marché. En ce qui concerne l'intégration, la solution envisagée repose sur l'utilisation de flotteurs amarrés au fond de la rivière ou sur les rives de la rivière. Toutefois, la distance optimale entre chaque turbine reste à déterminer. L'image 13 présente deux turbines de différent diamètre et l'image 14 présente le concept d'intégration de New Energy[10].

Graphique 14. Tests des machines WPI

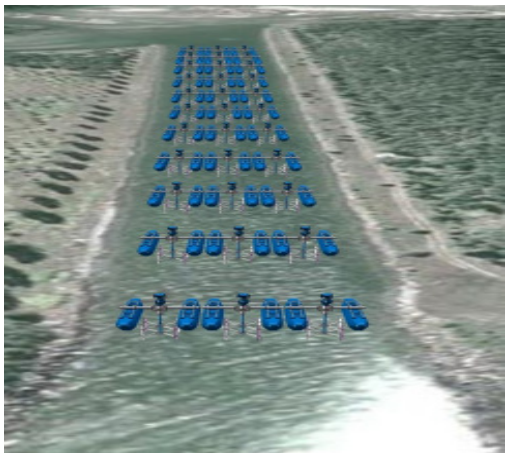


Image 13. Concept d'intégration.

3.1.2.2. État de développement

[10] Présentation de Clayton Bear au symposium de printemps de l'OREG. http://www.oreg.ca/docs/2008_Spring_Symposium/Bear_2.pdf

New Energy vient d'annoncer la commercialisation de sa turbine de 25 kW. Les modèles de 5 et de 10 kW sont déjà disponibles. Des modèles de 125 et de 250 kW devront être disponibles vers la fin de 2008.

New Energy s'est associé à Verdant Power pour tester deux turbines de 250 kW chacune dans le cadre du projet CORE (pour plus de détails sur ce projet, voir la section sur Verdant Power en page 37).

Image 15. Test de machine WPI.

3.1.3. Water Power Industries AS

Water Power Industries AS (www.wpi.no/) est une société norvégienne fondée en 1998 par Finn Kaare and Even Evensen. Depuis sa création, l'entreprise a déposé des brevets pour sa turbine issue du modèle de Darrieus.

WPI assure le service commercial en fournissant la turbine, le système électrique et le service à la clientèle. La turbine peut être construite et installée par des sous-traitants locaux.

3.1.3.1. Description technique

WPI AS s'est inspirée du modèle de Darrieus pour concevoir une turbine à axe vertical et à pas variable. Selon la société, sa turbine atteint un rendement de 50 %, grâce au réglage électronique de l'angle d'attaque des pales en fonction de la vitesse du courant. De plus, pour optimiser son fonctionnement, protéger la turbine lors d'intempéries et effectuer les opérations de maintenance, la machine est dotée d'une fonction marche/arrêt.

En 2004, l'entreprise avait déjà obtenu des brevets en Eurasie, en Australie, en Chine, ainsi que dans les pays africains membres de l'OAPI et dans quelques pays de l'Union européenne.

Elle avait également des brevets en attente d'approbation aux États-Unis, au Canada et dans d'autres pays. Il importe toutefois de noter que cette page de son site internet ne semble pas avoir été mise à jour depuis 2004[11].

WPI AS envisage de développer et d'installer des turbines allant de 0,1 et 1 MW. La turbine repose sur une structure métallique fixée sur le lit de la rivière. WPI prétend que la turbine produira de l'électricité avec un prix comparable au coût conventionnel des énergies en Norvège[12].

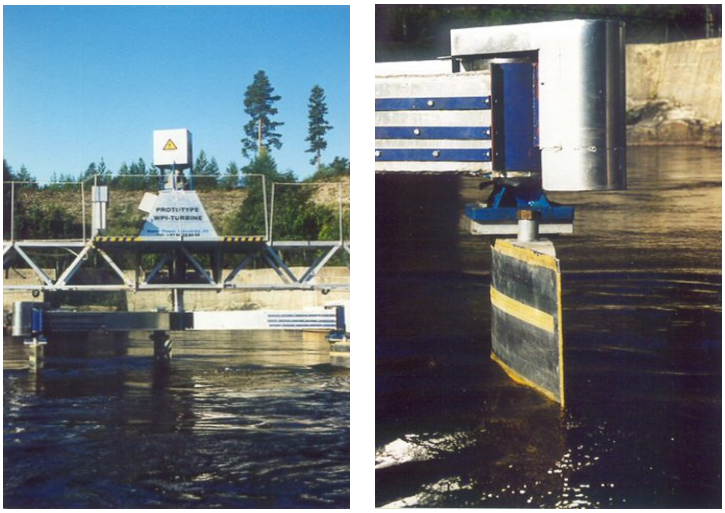


Image 16. Les turbines de WPI.

3.1.3.2. État de développement

Après des tests réalisés en 1999 sur un modèle de petite puissance, l'entreprise a développé un prototype de grosse puissance. La construction de ce dernier a été subventionnée par le Conseil de recherche norvégien à hauteur de 200 000 $. Pour assurer la réussite de ce projet, WPI a collaboré avec des entreprises de construction et d'ingénierie telles que AKER Maritime ASA, Stork AS et Goltens Norway SA. WPI, quant à elle, s'est occupée de la gestion de projet et du site, de l'installation et de sa mise en service, ainsi que de la conception du profil de la turbine et du développement du système de contrôle.

Malheureusement, peu de temps après la mise en service du prototype, une crue centenaire a détruit l'installation. En 2001, ils ont reconstruit le prototype et l'ont testé pendant trois ans, ce qui leur a permis d'affiner les réglages et de déterminer la meilleure configuration. Ces résultats ont permis de confirmer la pertinence des modifications apportées à la turbine de Darrieus, ce qui a abouti à la conception de leur turbine à axe vertical et à pas variable. En 2003, WPI a construit un bassin afin de prouver l'efficacité de la turbine. Au cours de ces tests, des rendements de 50 % ont été

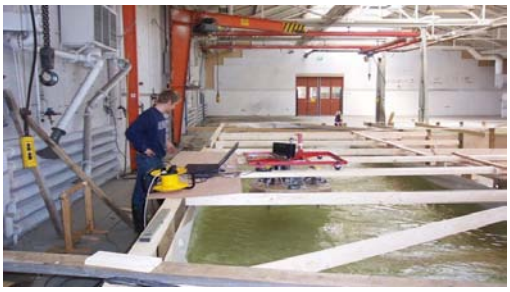


Image 17. Tests des machines WPI

[11] http://www.wpi.no/index.php?resource=company

[12] Communication personnelle avec M. Finn.

démontrés.

D'autres tests portaient sur une turbine de deux mètres de diamètre et de 1,75 m de hauteur, installée dans des courants de 1,2 m/s. L'entreprise affirme qu'elle sera en mesure de livrer ce type de turbines d'ici la fin de l'année, avec la participation d'une entreprise allemande en ce qui concerne la manufacture de la turbine. Des devis devraient bientôt être disponibles[13].

3.1.4. Hydrovolts Inc.

Hydrovolts Inc. (http://www.hydrovolts.com/) a été fondée en 2007 à Seattle, dans l'État de Washington. Cette région présente des ressources hydrocinétiques considérables. Les gouvernements de la région sont d'ailleurs très intéressés par le développement des énergies renouvelables et offrent beaucoup d'appuis aux entrepreneurs. Les fondateurs de Hydrovolts Inc., tous les deux diplômés de l'Université de Harvard, bénéficient d'une expérience significative dans le domaine des technologies marines ainsi que de la promotion des technologies propres auprès des organisations de développement international.

Hydrovolts Inc. est spécialisée dans la conception de turbines hydrocinétiques de petite puissance pour des applications en rivière. À l'heure actuelle, l'entreprise est en pourparlers avec les investisseurs et certaines corporations afin de promouvoir sa technologie. Ses clients potentiels sont les communautés isolées, les compagnies hydroélectriques, l'armée et l'industrie. Dans un premier temps, la turbine sera commercialisée pour l'utilisation en canal d'irrigation, du fait de la simplicité de mise en œuvre sur ces sites.

3.1.4.1. Description technique

N'ayant pas encore obtenu son brevet pour le design de sa turbine et du générateur, Hydrovolts ne divulgue que très peu d'informations concernant sa technologie.

Elle indique que les travaux portent sur le développement de deux différentes turbines, visant à couvrir la globalité du marché. De plus, elle développe un nouveau type de générateur ayant une très bonne efficacité, selon elle, même pour des vitesses de rotation très faibles. La maintenance, ainsi que le prix de production, devrait être relativement faible puisque ces critères sont pris en compte au cours de la conception de la turbine.

[13] Communication personnelle.

Hydrovolts est en train de développer une turbine de type Gorlov à faible puissance. Les constructeurs affirment qu'elle sera bon marché, résistante et aura un bon rendement, allant jusqu'à 70 %, sans toutefois préciser le type de rendement annoncé[14]. La turbine nécessitera des vitesses de courant d'au moins 2 m/s et sera modulable afin de s'adapter à chaque site. Elle sera donc disponible pour des surfaces minimales de 1 m², jusqu'à des tailles de 2 m x 6 m, et sera capable de produire 40 kW. Comme le montre l'image ci-dessous, elle pourra être configurée aussi bien horizontalement que verticalement et sera fixée à des flotteurs et ancrée au fond marin. L'ensemble de l'installation pourra être aisément livré puisqu'il tient dans un conteneur. L'intégration sur le site ne nécessite que très peu de travaux de génie civil et la turbine est prévue pour être extraite facilement de l'eau pour effectuer les opérations de maintenance et d'entretien.

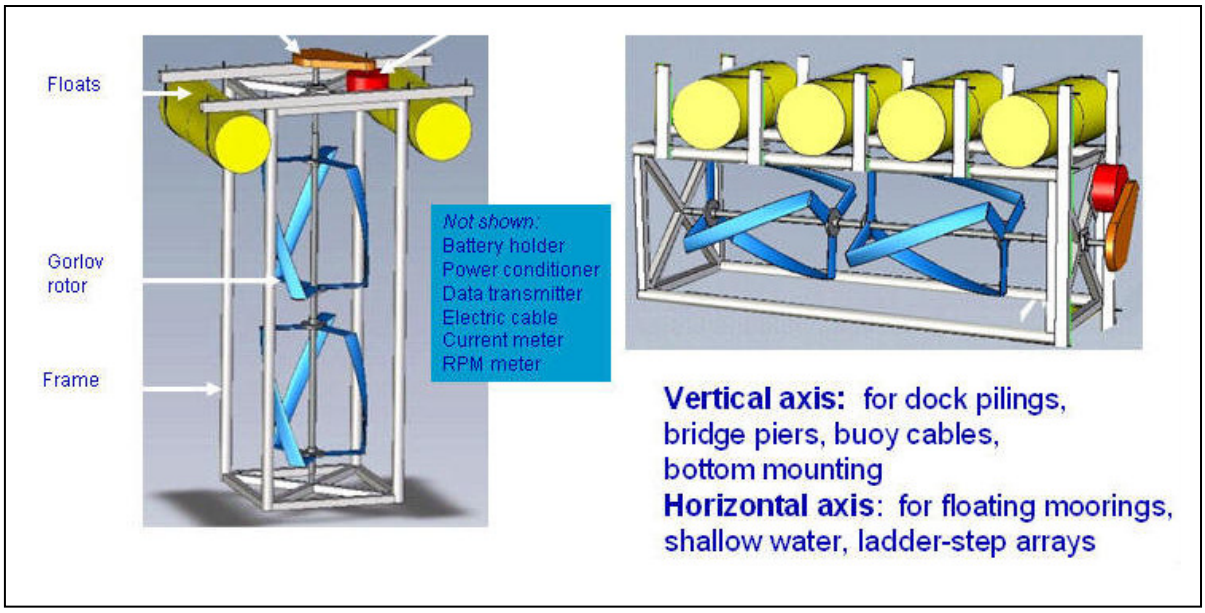


Image 18. Le système Hydrovolts

En ce qui concerne les plus grosses installations, Hydrovolts prévoit une turbine à hélices carénée, avec un diamètre de 4 mètres.

3.1.5. Lucid Energy Technologies & Vigor Clean Tech

Lucid Energy Technologies (http://www.lucidenergy.com/) est une société qui exploite la technologie Gorlov. Créée en 2007, elle a deux bureaux aux États-Unis : la société mère à Goshen (Indiana), qui possède un atelier

[14] Rappelons que, selon Betz, le rendement mécanique ne peut excéder les 59 %.

de conception et de tests, et une succursale à San Antonio (Texas).

Alexander Gorlov, l'inventeur de cette turbine, l'a promu au départ par le biais de l'entreprise GCK, qu'il préside[15]. Cette société poursuit ses efforts en R&D, incluant la réalisation de nombreuses séries de tests en Amérique du Nord, mais aussi en Corée du Sud et au Brésil. La commercialisation des fruits de cette recherche a été confiée à Lucid Energy, dont M. Gorlov est actionnaire et membre du conseil d'administration. Elle a, à son tour, confié une licence exclusive pour l'Ontario à la société Vigor Clean Tech.

3.1.5.1. Description technique

La taille standard de la turbine de Lucid est de 1 mètre de diamètre et 2,5 mètres de hauteur. Elle peut être installée aussi bien horizontalement que verticalement, selon la bathymétrie du site. Elle est constituée de trois pales en aluminium, d'une largeur de 14 cm, au profil hélicoïdal. Selon Lucid, ce profil permet de pallier au phénomène de cavitation et présente l'avantage de générer beaucoup moins de vibrations et de bruit que le design de Darrieus. Le tableau ci-dessous répertorie les principales caractéristiques de la turbine standard de Lucid[16].

Désignation	**Caractéristique**
Diamètre du rotor	1 m
Hauteur du rotor	2,5 m
Poids de la turbine	91 kg
Puissance	1,5 kW à 1,5 m/s
Vitesse de courant minimale	0,6 m/s
Fondation	Barge fottante ou attachée au fond
Maintenance	2 ans pour le revêtement et 5 ans pour les paliers et la génératrice
Durée de vie	20 ans (objectif)

Tableau 3 : Caractéristiques de la turbine Lucid

La vitesse de rotation de la turbine est relativement faible, généralement entre 60 et 120 tours par minute. Toutefois, elle peut atteindre 300 tr/min si le courant est rapide.

[15] http://www.gcktechnology.com

[16] Tiré du Rapport EPRI : Survey and characterization ; Tidal In Stream Energy Conversion (TISEC) Devices, p.16.

La turbine comporte très peu de parties mobiles puisque les pales sont solidarisées au rotor à pas constant, ce qui devrait limiter son entretien. Lucid préconise de traiter le revêtement tous les deux ans, d'effectuer une maintenance générale et le changement des paliers sur l'arbre de la turbine tous les 5 ans. La durée de vie est estimée à 20 ans.

Selon le site choisi, la turbine Lucid peut être amarrée soit à une structure fixe, soit à une plateforme flottante ancrée au fond ou au bord de la rivière. Son design d'une très grande flexibilité permet d'envisager plusieurs configurations quant à son implantation.

Le mode d'opération et les coûts d'installation sont donc variables selon les caractéristiques du site et la puissance installée. L'ajout de turbines peut se faire progressivement, permettant ainsi d'échelonner l'investissement initial.

Les résultats des tests de puissance en fonction de la vitesse du courant, effectués dans le laboratoire de Goshen, sont présentés dans le tableau suivant[17] :

	Puissance en fonction de la taille de la THG			**Puissance par m²**
Vitesse courant (m/s)	Puissance mécanique (kW), 1x2,5m	Puissance mécanique (kW), 2x5m	Puissance mécanique (kW), 3x7,5m	Puissance mécanique par m² de surface (kW)
1,5	1,48	5,92	13,32	0,59
2	3,5	14	31,5	1,4
2,5	6,84	27,36	61,56	2,73
3	11,81	47,24	106,29	4,73
3,5	18,76	75,04	168,84	7,5
4	28	112	252	11,2
4,5	39,87	159,48	358,83	15,95

Tableau 4 : Puissance mécanique (théorique) en fonction du diamètre du rotor et de la vitesse du courant.

Selon ces chiffres, la puissance varie linéairement avec la surface de la turbine. Selon Lucid, un rendement de conversion hydromécanique de l'ordre de 35 % reste constant quelle que soit la taille du système. Le rendement global, quant à lui, est estimé à 33 %.

[17] Communication personnelle, J. Thomas, Lucid Energy Technologies.

Les prix des machines sont relativement bas, mais ne comprennent pas les frais de transport et d'installation, ni ceux des équipements électriques.

Model Number	Diameter (m)	Length* (m)	Max Current Velocity (m/s)	Max Mechanical Power (kW)	Max Torque (n-m)	Operational RPM	Helix Pitch	Max Units per Axle	Price**
1MF90X140	1	2,5	2,5	6,84	587	59-118	7,5	5	$2 438
1MH90X140	1	1,25	5	27,34	1306	59-218	7,5	2	$1 825
1MQ90X140	1	0,625	7	37,52	1406	59-283	7,5	2	$1 463
2MH90X140	2	2,5	2	7	931	55-90	7,5	3	$3 825
2MQ90X140	2	1,25	4	28	2016	55-168	7,5	1	$3 250
2MH150X140	2	2,5	2	7	931	55-90	7,5	21	$4 425
2MQ150X140	2	1,25	4	28	2016	55-168	7,5	9	$2 709
2MF150X230	2	5	2,5	27,34	4293	38-76	7,5	4	$8 250
2MH150X230	2	2,5	4	56	5834	38-116	7,5	3	$5 288
2MQ150X230	2	1,25	6,8	134,55	9366	38-179	7,5	2	$3 813

Tableau 5 : Prix des turbines commercialisées par Lucid Energy Technologies.

3.1.5.2. État de développement

Comme nous l'avons noté auparavant, la R&D de la technologie Gorlov se fait par la société GCK, et sa commercialisation par la société Lucid Energy. Des projets à court terme ont vu le jour au Massachussetts (Cap Cod), dans le Maine, dans l'État de New York (Shelter Island), au Brésil et en Corée du Sud[18], et plus récemment, sur la rivière Merrimack à Amesbury dans le Massachussetts. En 2004, Verdant Power a collaboré avec GCK et a obtenu une subvention de 500 000 $ du Massachussetts Technology Collaborative pour la conception et les tests de six turbines Gorlov d'un mètre de diamètre, montées sur une barge flottante, produisant un total de 20kW. Le projet de démonstration inclut, dans un premier temps, des tests sur une turbine, puis en combinant les six[19].

En Corée du Sud, GCK a fourni ses turbines à l'Institut de recherche et développement marin pour une batterie de tests à long terme afin de déterminer les caractéristiques de fonctionnement, de performances et d'impact sur l'environnement.

---

[18] http://www.globalcoral.org/UNCSD%20SUMMARY.ppt#257,1,Tidal Energy:

[19] http://www.masstech.org/Project%20Deliverables/GP_Verdant.pdf.

À l'issue de ces tests, GCK voudrait en réaliser plusieurs autres pour déterminer les caractéristiques optimales de fonctionnement avant d'envisager sa commercialisation. D'après le rapport précédemment cité, les prochains travaux devront se focaliser sur les points suivants :

1. Amélioration technique concernant :
    - Le rotor : prévision d'une analyse numérique pour quantifier l'influence du ratio diamètre / hauteur ainsi que la vitesse du fluide sur les performances ;
    - L'adaptation du système de contrôle et de génération d'électricité au nouveau design du rotor.
2. Exploration et recensement de la ressource, dont l'exploration et la caractérisation des sites.

Les turbines sont entrées en phase de commercialisation, mais des travaux de R&D sont toujours en cours pour optimiser leur fonctionnement.

3.1.6. Turbine Achard

Image 19. Turbine Achard.

La turbine Achard a été mise au point par des chercheurs français. Un centre de compétitivité en énergie nouvelle TENERRDIS a vu le jour dans la région Rhône-Alpes en 2005 pour mettre sur pied le projet d'Hydroliennes à Axe de Rotation VErtical Stabilisé (HARVEST).

Ce projet réunit trois laboratoires grenoblois (LEGI, 3S-R, G2Elab) de l'INPG, l'UJF et le CNRS, un laboratoire de l'INSA de Lyon (LAMCoS), ainsi qu'Areva pour toute l'industrialisation des hydroliennes, et enfin EDF[20] pour la mise à disposition de sites en canal ou rivière, pour évaluer les impacts et analyser le potentiel hydraulique. Les travaux de recherches ont reçu du financement de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR).

3.1.6.1. Description technique

Mise au point par M. Achard, la turbine est basée sur un principe innovant de turbines à axe vertical et flux transverse munies de pales en aile delta. Ce profil permet d'éviter la création de tourbillons et ainsi d'optimiser la force de portance. Ces pales motrices sont raccordées au moyeu de la turbine par des bras également en profil d'aile, comportant un système d'ajustement à pas variable pour contrôler la vitesse de

[20] http://www.oreg.ca/docs/2008_Spring_Symposium/Abonnel_1.pdf

rotation du rotor. Une modélisation 2D a permis de prouver que le phénomène de cavitation est intimement lié à la vitesse de rotation des pales et qu'il est donc essentiel de le contrôler. La turbine est assemblée dans une structure cylindrique comportant trois tiges verticales parallèles à l'axe.

En comparaison avec la turbine Gorlov, l'avantage de la turbine Achard réside dans l'équilibrage des efforts hydrodynamiques axiaux sur les pales. Par rapport à une turbine à pale droite du type Darrieus, la turbine Achard présente une meilleure progressivité au cours du fonctionnement. Ceci permet de réduire de façon importante le phénomène de chocs, dû aux décollements dynamiques liés au régime turbulent.

Image 20. Ligne de turbines Achard.

La turbine Achard atteint son régime nominal pour des vitesses de courant de 2 à 2,5 m/s. À des vitesses de rotation élevées, le risque de cavitation augmente considérablement, induisant une chute du rendement et de la durée de vie. Les recherches menées dans le cadre du développement du projet HARVEST visent à trouver une solution pour réguler la vitesse de rotation du rotor.

Plusieurs de ces turbines peuvent être empilées sur la même ligne pour former une tour, permettant d'utiliser la hauteur d'eau disponible. Par conséquent, une profondeur de 20 à 30 m est intéressante pour le déploiement de cette technologie. La ligne est stabilisée grâce au contrôle de l'inclinaison des bras, mais l'utilisation d'ancrages sous-marins est tout de même préconisée et reste à valider. Le générateur, quant à lui, est installé en surface, sur une plateforme flottante. Les détails internes de l'unité de génération de puissance ne sont pas communiqués à l'heure actuelle.

L'agencement de plusieurs lignes forme une ferme d'hydroliennes. L'efficacité hydrodynamique d'une turbine seule est comprise entre 25 % et 35 %. L'ajout de plusieurs turbines sur un même axe augmente le rendement de 5 % car elle couvre une grande partie de la hauteur d'eau. En effet, si un obstacle est placé dans un écoulement, la vitesse sera plus importante sur les bords. C'est pourquoi il est intéressant de placer plusieurs turbines sur un même axe. L'assemblage de ces lignes en rideau forme un carénage naturel qui augmente le rendement d'environ 10 %[21].

[21] http://www.oreg.ca/docs/2008_Spring_Symposium/Maitre.pdf

En 2007, dans le cadre du projet HARVEST, le LEGI a développé un outil de simulation robuste et puissant, bien adapté pour la simulation de tours d'hydroliennes du fait de son caractère bidimensionnel. Les résultats de cet outil ont été validés par une expérience sur une machine Darrieus.

Par la suite, le simulateur a été utilisé pour l'optimisation d'un faisceau de tours alignées. Les résultats montrent que le rapprochement des tours améliore le rendement moyen de l'installation. Cependant, le problème de la configuration optimale n'est pas résolu pour autant puisque l'étude a été limitée à une géométrie (tours alignées), un nombre fixe de tours (5) et une vitesse spécifique donnée.

Enfin, une série de simulations sur des fermes aux géométries différentes a confirmé l'intuition que les « petites » fermes perdent beaucoup d'énergie alors que les plus grosses permettent au fluide de récupérer plus d'énergie cinétique entre les plateformes et sont donc plus intéressantes d'un point de vue rendement. La disposition en quinconce (par groupes de 5 tours) semble la plus intéressante au-delà d'un espacement latéral d'environ quatre fois le diamètre.

Il est évident qu'une étude technicoéconomique et environnementale est nécessaire pour que les conclusions de l'étude soient utilisables dans la réalité. D'un point de vue technique, la possibilité du modèle de simuler différentes vitesses spécifiques n'a pas été pleinement exploitée. En effet, la vitesse de rotation optimale dépend de la vitesse du flux incident et n'est pas la même pour toutes les turbines au sein d'une barge ou d'une ferme. Ainsi, la prise en compte de ce degré de liberté supplémentaire devrait conduire à des optimisations plus fines.

D'un autre côté, une version 3D du modèle a été développée, qui montre l'impact positif de l'arrangement en colonne pour le rendement. Cette nouvelle version pourrait être utilisée pour modéliser l'unité barge. En revanche, à ce jour, aucun test réalisé ne permet de vérifier la robustesse du système dans des conditions extrêmes. La proximité des turbines entre elles, par exemple, peut présenter des risques de bris supplémentaires.

Étant donné que chaque ligne est indépendante l'une de l'autre, la maintenance peut s'effectuer ligne par ligne sur la plateforme. Pour des raisons de sécurité au cours de l'entretien, il faut inclure un système pour arrêter la turbine. Ceci augmente la complexité des mécanismes de contrôles et de régulation des colonnes turbines/générateur. La quantité de pièces installées requiert cependant plus de maintenance et d'inspection préventive afin de maintenir l'installation fiable et performante. Comme aucun prototype n'a été installé dans des conditions réelles, les techniques d'assemblage et d'installation restent à définir et présentent un défi d'ingénierie.

En ce qui concerne l'impact sur l'environnement, les conséquences pour la faune de la configuration « rideau » des lignes de turbines, quadrillant une section de la rivière, restent également à démontrer.

3.1.6.2. État de développement

La turbine Achard a été conçue en 2001 par l'inventeur du même nom, dans les laboratoires de l'INPG - LEGI à Grenoble. Le brevet pour l'innovation technologique a été délivré en 2002.

Le projet Harvest prévoit un programme en plusieurs étapes afin de concrétiser ce nouveau procédé. Dans un premier temps, il vise à achever cette année la mise au point de la turbine verticale. L'optimisation hydrodynamique des machines passe par l'étude de nouvelles formes géométriques de pales associées à des systèmes inhibiteurs de tourbillons et par l'ajout de conditionneurs de courant. Les formes des structures mises en jeu (au niveau des pales, des inhibiteurs et des conditionneurs) posent, de par leur complexité, un défi important au groupe en charge de l'étude des matériaux, des procédés de fabrication et de la réalisation des turbines.

La seconde phase consiste à implanter une première tour dans un canal exploité par EDF, fin 2008. Enfin, l'ultime étape consiste à mettre en commun plusieurs tours, afin de tester une telle « ferme fluviale » en 2010. En parallèle, il reste à recenser les sites potentiels réunissant les conditions nécessaires pour accueillir de tels équipements et fournir une évaluation économique de l'expérience.

3.2. Turbine à courant axial —turbines à pales

3.2.1. Verdant Power

Verdant Power (http://www.verdantpower.com/) a été créée en 2000 par un groupe d'ingénieurs. La compagnie est implantée aux États-Unis, avec 15 employés. Sa filiale canadienne en a trois. Verdant Power bénéficie du soutien financier du milliardaire Paul Tudor Jones qui a investi 15 millions de dollars à ce jour. L'entreprise est spécialisée dans le développement et l'intégration d'hydroliennes. Elle développe sa propre technologie destinée à des applications en rivière ou en courant de marée. Les turbines sont modulables pour s'adapter aux conditions du site.

Verdant Power a lancé un projet pilote, Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) à New York, en 2002, en vue d'amorcer la commercialisation. De plus, le Cornwall Ontario River Energy (CORE) Project, actuellement en cours, porte sur l'installation d'hydroliennes fluviales dans le fleuve Saint-Laurent.

À terme, l'entreprise générera des revenus à partir de l'électricité produite par ses propres installations et par la vente et l'entretien de sa technologie à d'autres promoteurs.

3.2.1.1. Description technique

La turbine « free flow » est composée de trois pales, montées sur un pylône amarré au fond du cours d'eau. Elle est donc complètement submergée. Les pales brevetées ont été conçues pour obtenir une haute efficacité sur une large gamme de vitesse de courant. La vitesse de rotation n'excède pas 32 tr/min. Le rotor est connecté à une boîte de vitesse pour transformer la faible vitesse de rotation en une vitesse plus élevée. Le générateur à induction transmet le courant AC par des câbles triphasés passant dans le pylône et par le fond de la rivière. L'ensemble générateur et boîte de vitesse se trouve dans une nacelle étanche.

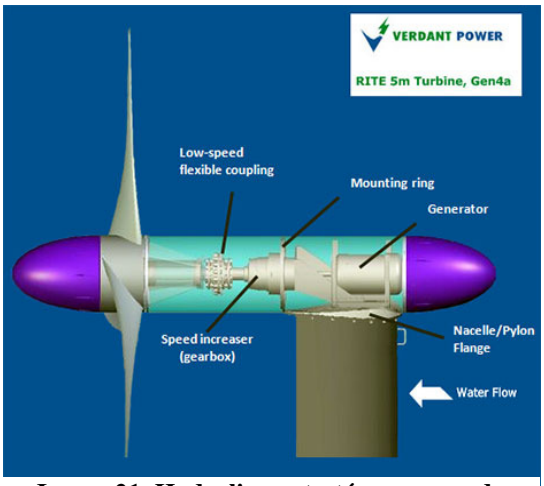


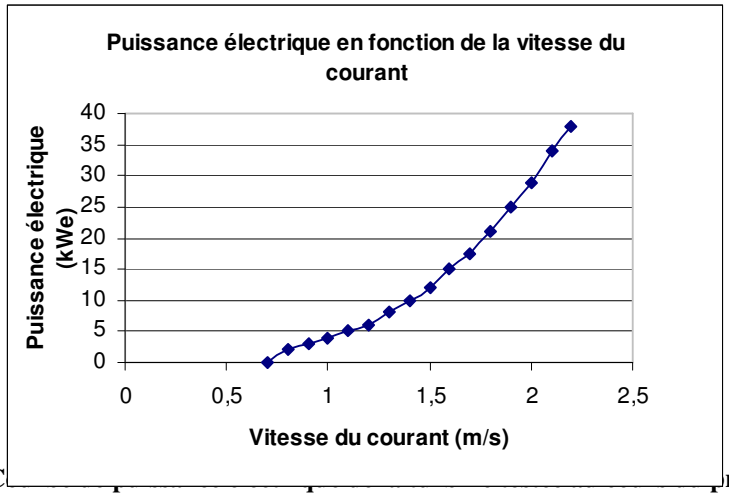
Image 21. Hydrolienne testée au cours du projet RITE.

La turbine peut fonctionner à partir de vitesses de l'ordre de 1 m/s, mais, pour des raisons économiques, il est préférable de l'installer sur des sites ayant une vitesse d'au moins 2 m/s. La profondeur minimale, quant à elle, est de 6,5 mètres. La turbine est conçue pour être dimensionnée selon les caractéristiques de chaque site. Verdant estime son facteur d'utilisation en rivière à 90 %, sans doute avec, comme hypothèse, un débit invariant. Le tableau 6 présente la puissance mécanique qu'il est possible d'extraire en fonction de la vitesse du courant et du diamètre du rotor.

		Vitesse de courant (m/s)				
		2	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**
Diamètre du rotor (m)	**7**	55	110	190	300	450
	8	72	144	245	395	590
	9	92	182	315	500	745
	10	115	225	385	615	920
	11	138	272	470	745	1110

Tableau 6 : Puissance en kW en fonction du diamètre des pales et de la vitesse du courant.

La courbe de puissance ci-dessous illustre les performances de la turbine en fonction de la vitesse du courant. Verdant indique que ses turbines ont un rendement de conversion « water to wire » supérieur à 30 % et même souvent à 40 %.



Graphique 15. C[illegible]rojet RITE.

La [illegible] turbine démarre automatiquement et fonctionne sans surveillance. Des opérations d'entretien sont planifiées tous les 2 ans et une révision complète tous les 10 ans. La turbine est ramenée à terre pour l'ensemble des opérations de maintenance et d'entretien. Une nouvelle turbine est installée pendant cette opération pour continuer la production.

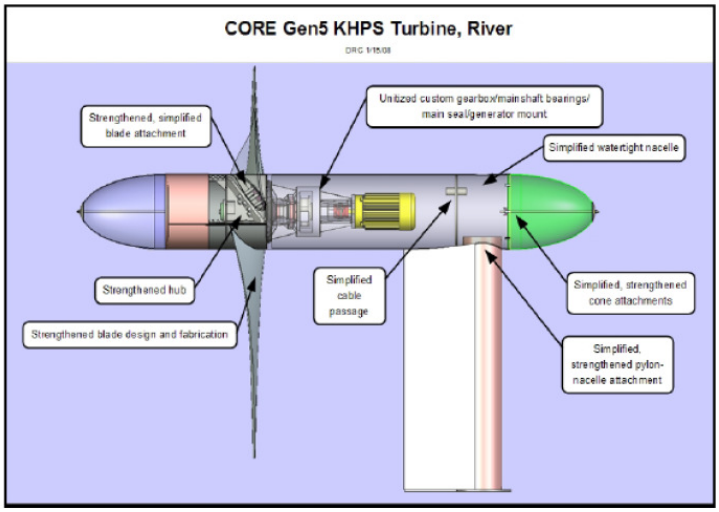


Image 22. Nouvelle génération de turbine.

Les problèmes rencontrés au cours du projet pilote (RITE) à New York ont permis d'améliorer plusieurs aspects de cette technologie. En effet, les courants se sont avérés supérieurs aux estimations et ont provoqué la rupture du rotor seulement quelques semaines après sa mise en service. Les pales étaient à l'origine en fibre de verre et en acier, mais seront dorénavant composées d'un alliage aluminium-magnésium. Ces nouveaux matériaux ont été testés avec succès au Laboratoire National des Énergies renouvelables au Colorado.

Des simplifications ont également eu lieu en divers points de la turbine pour optimiser l'installation et la robustesse. Ainsi, le système d'attache des pales, la nacelle et sa fixation au mât, et le raccordement électrique ont tous été repensés. La conception des pales a également été améliorée, avec des outils numériques. Un autre problème provenait de la configuration d'intégration des six turbines. Sur les prochains projets, notamment dans le Saint-

Laurent, elles seront installées sur une structure triangulaire reposant par gravité. Ce système va augmenter la rentabilité et diminuer les coûts d'installation puisque les travaux de forage ne seront plus nécessaires.

Selon Verdant, le prix des turbines d'ici trois ans devrait être inférieur à 3000 $ par kilowatt installé. La technologie mise en œuvre permettra éventuellement une production électrique de l'ordre de 1 mégawatt.

3.2.1.2. État de développement

Verdant Power recherche des sites potentiels partout dans le monde ainsi que des collaborateurs locaux pour promouvoir sa technologie. Des études en cours portent sur l'estimation du potentiel dans plusieurs pays tels que la Chine, l'Amérique du Sud, l'Inde et la Grande-Bretagne.

En Californie, Verdant poursuit ses projets en partenariat avec des bureaux d'études et les autorités locales pour exploiter les voies navigables. Une demande de brevet concernant une machine exploitant le potentiel hydroélectrique des canaux à faible vitesse a été déposée.

Projet RITE

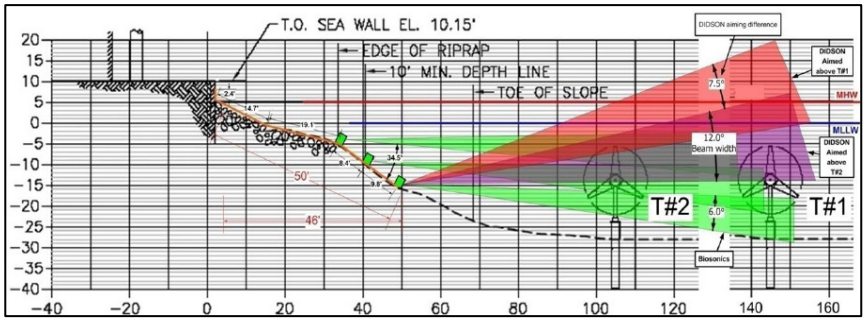
Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) est un projet d'envergure qui a débuté seulement deux ans après la création de Verdant Power. À terme, l'objectif est d'installer une ferme hydrolienne comprenant de 100 à 300 turbines pour une production totale de 10 MW. Le projet comporte trois phases.

Image 23. Projet commercial sur la East River à New York (10 MW)

La première phase, lancée en 2002, concernait l'installation d'un prototype afin de valider la technologie. La deuxième phase, entamée fin 2006, consistait à intégrer six turbines de 5 m de diamètre, dont cinq produiront 35 kW chacune, la sixième, destinée à l'observation et au suivi de la faune aquatique étant branchée à un dynamomètre.

En 2005, Verdant a obtenu une ordonnance importante de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), qui statue qu'une licence n'est pas nécessaire pour un projet pilote de court terme, pourvu qu'il ne fournisse pas

d'électricité au réseau[22]. Verdant s'est pliée à ces conditions en offrant son électricité à un supermarché sur l'île Roosevelt, sans frais.



Graphique 16. Analyse du milieu sous-marin pour observer l'impact sur la faune.

Verdant s'est entourée d'une équipe de consultants en environnement pour installer une panoplie d'appareils de mesure. Vingt-quatre transducteurs hydroacoustiques ainsi qu'un sonar à haute fréquence DIDSON enregistrent les données 24/7, pendant 18 mois. Cette étude, d'un coût de 2 millions de dollars, est la première à utiliser une technologie de pointe pour observer l'influence des hydroliennes sur la faune, de façon continue. À ce jour, les résultats sont positifs, aucun poisson n'ayant été tué par les turbines.

Ces informations, ainsi que d'autres études environnementales, seront par la suite incluses dans l'application de licence que Verdant remettra à la FERC. Si Verdant obtient une licence pour la phase 3 du projet RITE, elle entend produire 10 MW d'électricité.

Projet CORE

Cornwall Ontario River Energy Project (CORE) vise l'implantation d'une ferme hydrolienne de 15 MW dans le fleuve Saint-Laurent à Cornwall[23]. Ce projet a vu le jour à l'automne 2007 et devrait s'étendre sur une période de quatre ans.

Le site a été choisi avec précaution afin d'assurer la viabilité du projet. Les turbines seront installées en aval du barrage hydroélectrique Moses-Saunders, qui bloque la plus grosse partie des débris. De plus, le site ne se trouve pas sur une route maritime, il est protégé par les îles, il n'est pas exploité par les pêcheurs et le rotor se trouve toujours à au moins trois mètres sous la surface de l'eau. La présence des hydroliennes sera tout de même signalée par des bouées.

---

[22] FERC, Declaratory Order, Project No. 12178-001, 14 avril 2005.

[23] http://www.oreg.ca/docs/2008_Spring_Symposium/Tinkler.pdf

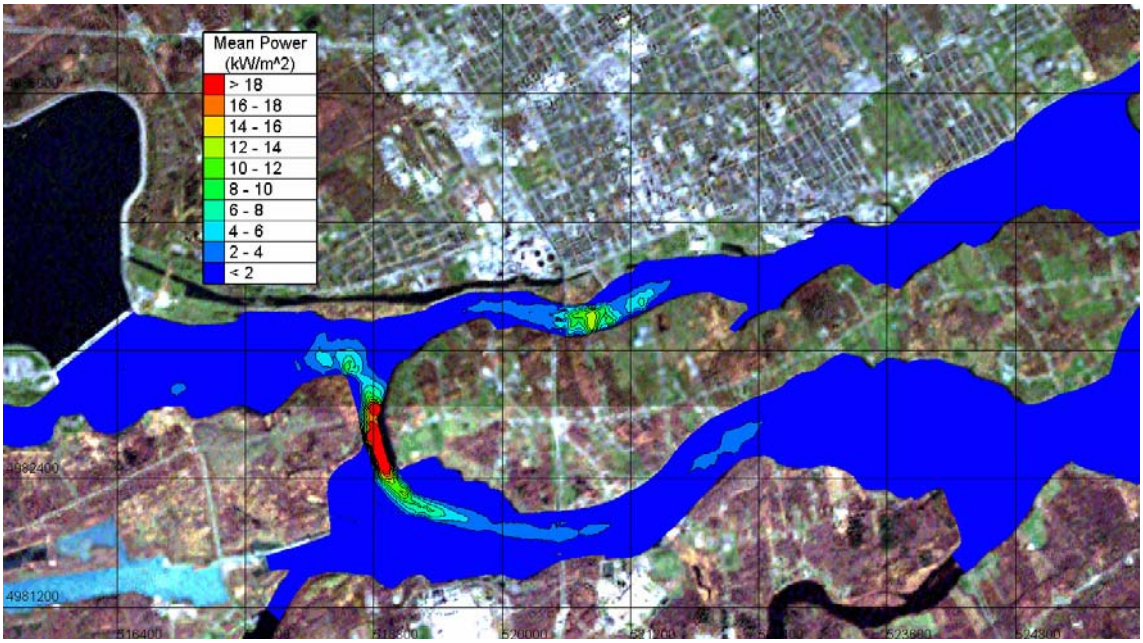
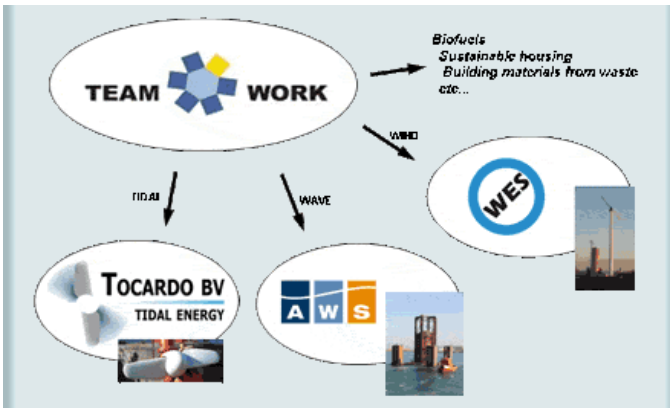


Image 24. Lieu d'implantation du projet CORE (15 MW).

Grâce aux expériences acquises lors du projet RITE, ce projet se décompose en seulement deux phases : une étude de faisabilité et le lancement commercial. Dans un premier temps, Verdant a consulté le gouvernement fédéral et provincial ainsi que les habitants de l'île de Cornwall pour obtenir la permission d'exploiter le site. Les gouvernements ont exigé une étude environnementale avant de commencer les premiers tests. Les premières turbines de démonstration sont installées en septembre 2008, puis deux prototypes seront installés et raccordés au réseau en avril 2009. À l'issue des résultats de l'étude de faisabilité et des tests, la phase de commercialisation commencera dès le mois d'août 2009 et, à terme, soit en 2012, délivrera une puissance de 15 MW. La réalisation de ce projet est subventionnée par la province de l'Ontario à hauteur de 2,2 millions de dollars.

3.2.2. Teamwork Technology

Teamwork Technology (http://teamwork.wwxs.net/) est une société hollandaise créée en 1993 à l'initiative de Fred Gardner et Hans van Breugel. L'entreprise a grandi rapidement, avant d'être réorganisée en 2003 en trois entités distinctes, travaillant chacune dans des domaines spécifiques des énergies renouvelables.



Graphique 17. La structure organisationnelle de Teamwork Technology

3.2.2.1. Description technique

Tocardo BV est spécialisée dans le développement d'une hydrolienne qui peut s'intégrer soit en mer, soit en rivière. La technologie reste la même quelle que soit l'utilisation, mais le rotor et les fondations sont adaptés à chaque site.

Image 25. La turbine de Teamwork Technology

La turbine est composée de deux pales, reliées directement à un générateur à aimant permanent. Les pales ne comportent aucun pas variable et le décrochage, pour éviter l'emballement de la turbine, est exercé par leur profil hydrodynamique. Toutefois, leur design permet de fonctionner sur une large gamme de débits. L'exclusion de la boîte de vitesse présente l'avantage de diminuer le nombre de parties mobiles, réduisant ainsi l'usure. Par conséquent, la fréquence des opérations de maintenance est moins importante, la durée de vie augmentée et les coûts globaux de conception et d'entretien minimisés. Le constructeur préconise une révision complète tous les dix ans.

3.2.2.2. État de développement

La turbine Tocardo Aqua 2800 a été testée avec succès pendant deux mois en 2005, dans une écluse de Den Oever en Hollande. Des vitesses de courant supérieures à 4 m/s étaient couramment observées. D'un diamètre de 2,8 m, elle a produit 32 kW dans un courant de 3,2 m/s, soit un rendement de conversion de 31,7 %. L'énergie produite était injectée sur le réseau grâce à un transformateur.

Image 26.Test de la turbine Tocardo Aqua.

Cette année, l'entreprise entend rééditer l'expérience sur le même site mais, cette fois, à long terme. Elle a reçu un permis pour exploiter le site pendant une période de trois ans, prolongeable jusqu'à dix ans. L'installation comprendra trois turbines de 35 kW maximum qui seront des modèles précommerciaux, avec une production annuelle de 120 MWh. Ces tests permettront, d'une part, d'observer le comportement de la turbine sur une longue période et, d'autre part, de réaliser une étude environnementale sur la faune.

À proximité du site, l'entreprise veut établir un point d'information pour sensibiliser le public et promouvoir cette ressource, ainsi qu'un centre de technologie sur l'énergie des courants de marée. Elle espère aussi attirer d'autres développeurs pour effectuer des tests sur le site. Elle prévoit commercialiser sa première hydrolienne en 2008.

3.3. Turbine à courant axial — turbine carénées

3.3.1. Free Flow Power

Free Flow Power (http://free-flow-power.com/) est localisée à Gloucester dans l'État du Massachussetts (É.U.). Elle emploie une douzaine de personnes, dont la moitié est spécialisée dans le développement d'entreprises et de projets, afin de mener à terme le développement et la commercialisation de sa turbine. Les autres employés sont spécialisés principalement en génie électrique et mécanique, avec des spécialisations sur les machines tournantes, l'électromécanique et les travaux sous-marins. Pour l'instant, FFP concentre ses travaux sur le déploiement en rivière.

3.3.1.1. Description technologique

Free Flow Power désire développer deux tailles de turbines, l'une de 1 mètre de diamètre, capable de générer 10 kW pour des vitesses de courant de 3 m/s, et l'autre de 2 mètres de diamètre produisant la même puissance, mais dans des courants de 2 m/s. La turbine est conçue pour fonctionner avec des courants allant de 2 m/s à 5 m/s et le rotor a été optimisé pour supporter ces efforts. L'image ci-dessous illustre le concept :

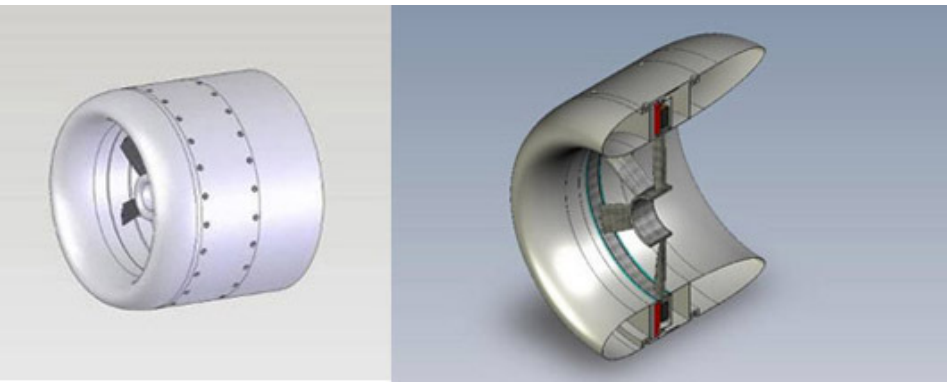
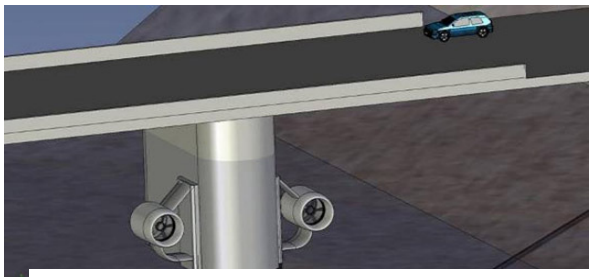


Image 27. Des turbines carénées.

Le rotor est enchâssé dans une structure directrice et le générateur à aimant permanent est connecté directement au rotor de la turbine afin d'augmenter l'efficacité globale de conversion. La roue de la turbine, quant à elle, est fabriquée en fibre de carbone ou autres matériaux composites légers. L'alternateur est placé autour de la turbine ce qui permet d'obtenir une machine compacte, performante et totalement immergée.



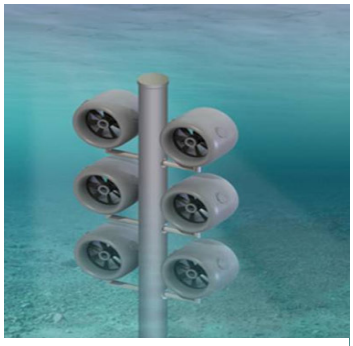


Image 28. L'intégration prévue de la turbine de Free Flow Power

En ce qui concerne l'intégration, plusieurs choix sont retenus par le constructeur. Les pylônes, pouvant contenir jusqu'à six turbines, seront espacés d'environ une vingtaine de mètres, selon les caractéristiques de chaque site. Il est également possible d'installer les turbines sur des infrastructures existantes, telles que les piliers d'un pont.

L'électricité sera transportée hors de l'eau par des câbles. Les équipements de transformation et de contrôle seront généralement installés à l'intérieur d'une salle de 40 m² et d'une hauteur de 6 à 8 mètres.

Cette technologie est prévue pour être remontée à la surface afin de réaliser les opérations de maintenance et d'entretien.

Les coûts sont encore inconnus. Toutefois, FFP affirme que sa turbine sera compétitive avec les énergies fossiles.

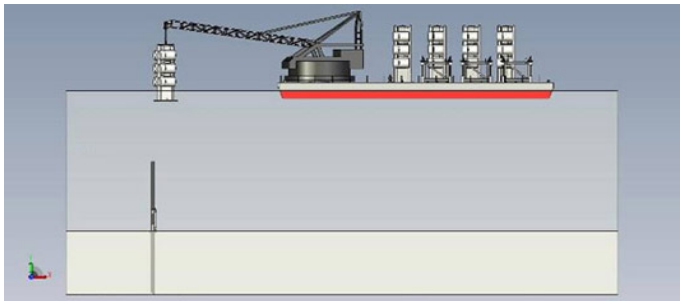


Image 29. La remontée de la turbine FFP.

3.3.1.2. État de développement

Free Flow Power a conçu un prototype de la FFP turbine comportant un rotor de 1 mètre de diamètre, un diffuseur en plexiglas et un stator en carbone. Le prototype a été testé, en février 2008 au Advanced Energy Conversion Centre de Malta dans l'État de New York. Les premiers tests concernaient le fonctionnement mécanique. La turbine a ensuite été testée sur le site de Alden Labs. Ce site comporte une écluse qui permet de simuler différents types de courants.

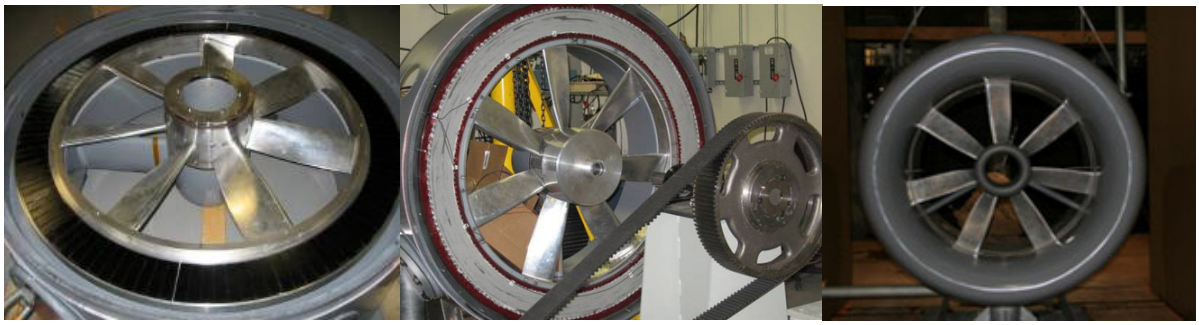


Image 30. Le prototype de turbine FFP

À l'exception des projets pilotes et de démonstration, l'ensemble des projets développés aux États-Unis sera de grande envergure. En effet, la compagnie estime que pour la viabilité économique de ce type de projet, il est nécessaire de prévoir des fermes de plusieurs dizaines de mégawatts. Les turbines seront donc disposées sur une structure de forme matricielle, de dimension 6m x 6m. La configuration dépendra des caractéristiques bathymétriques de chaque site et la compagnie s'applique actuellement à recenser ceux dont les vitesses sont supérieures à 3 m/s.

Free Flow Power possède des permis préliminaires accordés par la commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC), afin d'étudier 59 sites localisés sur la rivière Mississippi, les meilleurs sites se trouvant entre St-Louis et le golfe du Mexique[24]. Elle prévoit le développement d'un projet estimé à 3 milliards de dollars. L'installation, d'une puissance de 1600 MW, comportera plusieurs milliers de turbines de 2 mètres de diamètre. Elle envisage également de développer des projets sur les rivières Ohio et Niagara.

Neuf autres sites sont également envisagés, plus au nord, sur la rivière Mississippi :

- Cape Bend : 1550 turbines (31 MW)
- Flora Creek : 3100 turbines (62 MW)
- Gale Light : 1700 turbines (34 MW)
- New Madrid Bend : 5350 turbines (107 MW)
- Hickman Bend : 2850 turbines (57 MW)
- Williams Point : 3550 turbines (71 MW)
- Little Prairie Bend : 2700 turbines (54 MW)

En septembre 2007, Free Flow Power a déposé une demande de permis auprès de la FERC pour le développement d'un projet sur le site de Iberville Parish comportant 1100 turbines de 20 kW chacune, soit un total de 22 MW[25].

---

[24] http://enr.construction.com/news/powerIndus/archives/080123a.asp

[25] FERC, dossiers P-12815 et P-12844.

3.3.2. Hydro Green Energy

La société Hydro Green Energy (http://www.hgenergy.com) a débuté en 2002 à Houston. Ses activités se concentrent sur le développement et l'intégration de turbines hydroliennes. La société veut vendre l'énergie électrique produite par sa turbine brevetée « HydroPower Turbine Arrays », via des contrats de rachat à long terme.

Hydro Green Energy détient un brevet américain et est en attente d'un brevet international.

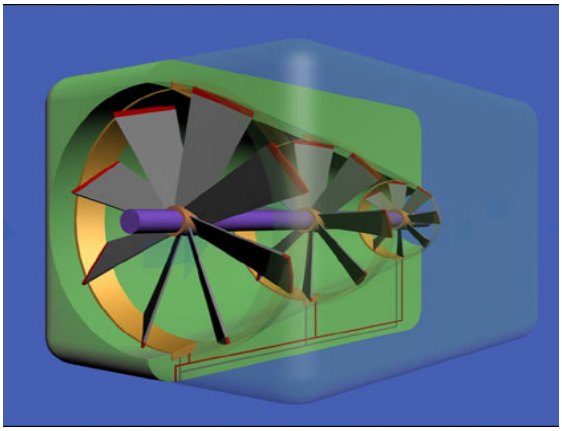


Image 31. La turbine Hydro Green Energy

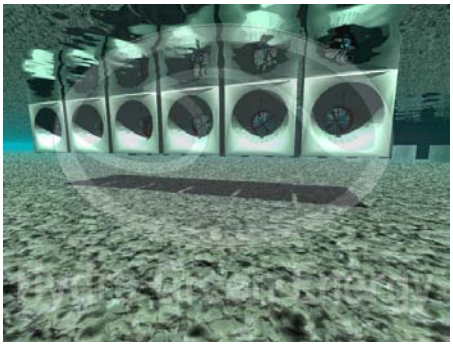
3.3.2.1. Description technique

Le concept innovant de ce projet, tout comme celui de FFP, réside dans l'utilisation d'un générateur circulaire placé autour de la turbine. Dans un premier temps, pour des raisons de simplicité et de coût, l'entreprise a préféré installer un générateur ordinaire sur les prototypes afin de démontrer l'efficacité de la turbine et atteindre plus rapidement le stade commercial. Toutefois, Hydro Green Energy garde toujours à l'esprit le développement de la technologie de turbine couplée à un générateur circulaire.

La puissance des turbines peut varier de 2 kW à 350 kW et ces dernières peuvent être assemblées pour former une ferme hydrolienne. Les matériaux utilisés varient de l'acier, pour les grosses installations, au plastique renforcé pour les plus petites. La vitesse de rotation de la turbine est extrêmement lente, avec seulement 20 tours par minute.

La technologie actuellement développée par Hydro Green Energy est un système de plateforme flottante sur laquelle des turbines d'environ 4 mètres de diamètre sont attachées. La plateforme flottante, remorquée sur le site, est également équipée d'un portique pour remonter les turbines hors de l'eau afin d'effectuer les opérations de maintenance et d'entretien.

La stabilité de la plateforme permet de réaliser les travaux à bord. Ceci permet de réduire les risques encourus pendant les opérations de maintenance effectuées par des plongeurs. L'installation peut être aisément démontée ou déplacée sans laisser de trace sur l'environnement.



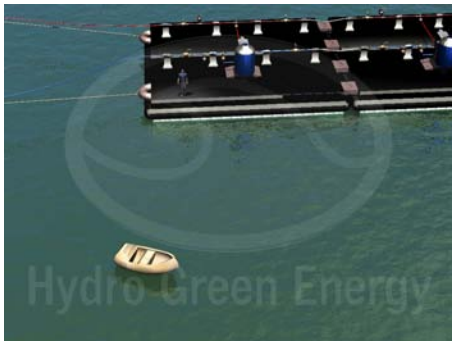


Image 32. Les matrices de Hydro Green.

Le tableau ci-dessous récapitule les principales caractéristiques techniques de la turbine.

Generic Device Specifications	
Power Conversion	Mechanical – Patented Shroud Chain Drive
Electrical Output	Synchronized with Grid
Foundation	Surface Suspension
Dimensions	
Rotor Diameter	12 feet
Exit Duct Length	8 feet
Exit Duct Area	200 feet^2
Runner depth below surface	3 feet
Weight Breakdown	
Structural Steel	3800 Pounds
Rotor	4000 Pounds
Exit Duct	1800 Pounds
Power	
Rotor Rotational Speed	20 revolutions per minute (rpm)
Rotor Tip Speed at 20 rpm	3.67 meters per second
Cut-in Speed	1.0 meters per second
Maximum Rated Speed	3.5 meters per second
Rated Electric Power	38 kW @ 2.5 m/s
Capacity Factor	Up to 100% - site specific
Availability Factor	>99.0 %
Turbine Coefficient of Performance [Cp]	0.60 at design flow

Tableau 7. Caractéristiques de la turbine de Hydro Green Energy[26]

Hydro Green Energy a déjà obtenu des permis préliminaires pour 17 projets pilotes, dont 10 en Alaska et 6 dans le Mississippi, avec une puissance combinée de 84 MW.

Selon Hydro Green, l'énergie produite devrait être disponible à un coût compris entre 4 et 7 ¢/kWh.

[26] http://hgenergy.com/ProductSpecSheetR2.pdf

3.3.2.2. État de développement

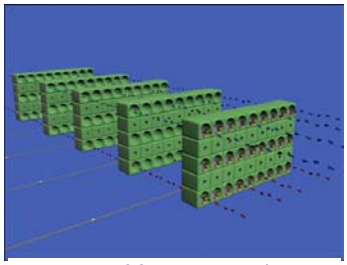


Image 33. Les matrices de Hydro Green Energy.

À long terme, quand la technologie de générateur circulaire sera maîtrisée et les coûts réduits, Hydro Green Energy développera ses turbines pour les marchés de plus petites puissances, pour des applications en sites isolés. Elle prévoit produire jusqu'à 160 kW par panneaux avec des turbines de 2 kW, dans une installation compacte et modulable.

La compagnie possède treize permis préliminaires, délivrés par la FERC, pour le développement de projets en Alaska et au Mississippi. Ces permis préliminaires vont permettre d'effectuer les études de faisabilité et les études environnementales durant les trois prochaines années. Si les résultats sont concluants, la compagnie fera une demande de permis pour installer et connecter les turbines au réseau. Il est peu probable que ceci soit fait avant 2013.

Hydro Green cherche actuellement à implanter ses turbines sur deux sites en aval des chutes du Niagara. Le premier site devrait comporter 36 turbines réparties sur 3 kilomètres et le deuxième aurait 54 turbines sur 2 kilomètres. La production totale d'électricité devrait s'élever à 2,7 MW.

3.3.3. UEK Corporation

UEK Corporation (www.uekus.com) est une entreprise de R&D établie dans l'État du Maryland aux États-Unis depuis 1981. L'entreprise développe et commercialise ses turbines, et participe également au développement de projets hydroliens en rivières et marées. Elle est présente à l'étranger par le biais de Acquaire, en Colombie, dont elle détient 5 % des parts, et en Suisse avec UEK Swiss S.A.

Image 34. La turbine UEK

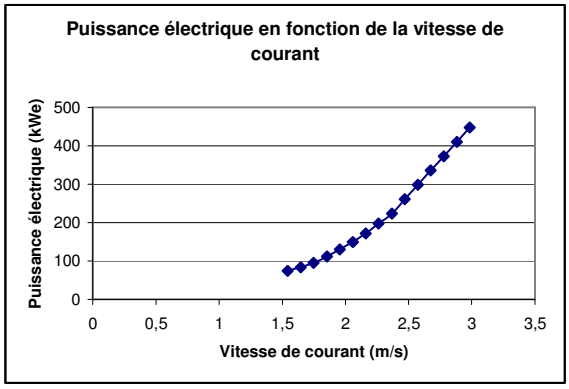
3.3.3.1. Description

La technologie développée par UEK Corporation s'appelle le « Underwater Electric Kite » car elle flotte dans le courant. L'entreprise développe actuellement un modèle composé de deux turbines hydrauliques à axe horizontal de 3 mètres de diamètre chacune. La turbine est enchâssée dans une enceinte qui concentre le débit, et qui constitue le principal avantage de cette technologie. Ceci a pour conséquence d'augmenter la vitesse du fluide en amont de la turbine et ainsi de jouer sur la quantité d'énergie cinétique qu'il est possible d'extraire d'un site. Elle possède une grille de protection pour éviter que la faune ne passe au travers de la turbine.

Généralement, une profondeur de 4 mètres et des vitesses de courants de 2 m/s sont un minimum. Pour une pleine charge, la vitesse de rotation du rotor est de 42 tr/min. Mis à part les pales de la turbine, les autres parties sont construites à partir de matériau composite, ou en acier si la turbine est installée sur des sites où les vitesses de courant dépassent 2,5 m/s. Ces parties sont assemblées soit par des boulons, soit par des soudures. Seulement deux parties mobiles composent la turbine : le démultiplicateur de vitesse et l'alternateur. La turbine UEK est fixée au fond de la rivière par un seul point d'ancrage. Un système de contrôle informatique permet de garder la turbine dans le courant quelque soit la vitesse et la profondeur. De cette façon, la turbine reste protégée des intempéries et ne gêne pas les autres utilisateurs. Elle sera toutefois signalée par un flotteur.

La turbine se déconnecte facilement du réseau et de ses amarres afin de la sortir de l'eau pour la remettre à neuf tous les deux ans. Des plongeurs sont requis pour la remonter en surface, ce qui ne devrait pas être ardu, grâce à son coefficient de flottabilité. L'opération consistant à retirer et installer une nouvelle turbine est censée durer le temps du changement de marée, soit environ deux heures.

La courbe de puissance présentée ci-contre est issue des résultats de test d'une turbine de 5,18 m. Pour diminuer les coûts, la turbine était installée sur une plateforme flottante, remorquée par un bateau se trouvant suffisamment loin en amont pour ne pas perturber l'écoulement. La puissance générée était dissipée via un frein à étrier. Le test a été renouvelé une seconde fois pour valider les résultats. La turbine ne fonctionne pas en dessous de 1,5 m/s. Le rendement de transmission mécanique, ainsi que celui du générateur, est de 95 %.



Graphique 18. Courbe de puissance de la turbine UEK (de données EPRI)

UEK construit ses turbines dans ses propres ateliers, elle ne peut concevoir plus de six turbines à la fois. En 2005, UEK annonçait que sa turbine serait disponible en 2006 pour un prix de 1100 à 1300 $/kW pour des sites de 3 MW ou plus, incluant une étude de faisabilité, l'installation de la turbine, de ces amarres et du câble électrique.

3.3.3.2. État de développement

UEK a amorcé ses activités dans les années 1980. Les premiers prototypes incluaient déjà un conditionneur pour augmenter la vitesse. En 1985, UEK installa une turbine de 4 pieds de diamètre dans la baie de Chesapeake, puis une de 3 pieds, montée sur un catamaran, en 1986-88. En 1995, une turbine de 8 pieds fut de nouveau testée et apporta les premiers résultats concluants, permettant de confirmer l'efficacité de la machine et de concevoir un prototype

précommercial. Depuis, la société a concentré ses travaux en R&D afin d'augmenter le rendement et de diminuer les coûts de construction et de maintenance. Le premier prototype inclut une ou deux turbines de 10 pieds de diamètre.

En 2000, une turbine double de 3 m de diamètre a été installée à l'écluse de DeQew hydro station, détenue par le « Ontario Power Generation (OPG) ». Cette turbine fut testée pendant 36 jours avec succès.

En 2005, la compagnie avait plusieurs projets en cours pour des applications en courant de marée aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Dans le Maryland, un projet visait à installer 10 MW de puissance avec 25 unités de turbine double. Le projet pilote était destiné à prouver l'efficacité sur site avec une turbine, puis avec les 25 turbines.

La commission Denali en Alaska subventionne à hauteur de 1,6 millions de dollars la compagnie Alaska Power (APC) afin d'installer une turbine UEK de 100 kW sur la rivière Yukon, à Eagle. La turbine est censée être fonctionnelle d'ici l'automne 2008 et sera testée pendant trois ans afin de prouver l'efficacité de la machine et de cette nouvelle forme de production d'énergie. À terme, l'installation devrait produire 270 kW.

UEK a également fondé une branche en Suisse, UEK Swiss S.A., pour permettre la commercialisation de la turbine en Europe. En partenariat avec l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne, elle est à la recherche de sites adaptés pour l'implantation et les tests d'une turbine de 110 kW sur le Rhône.

UEK développe aussi des projets en Colombie par le biais du distributeur agréé, la société Acquaire. Une étude de site à Puerto Leguizamo y La Tagua a été réalisée en 2001-02 et devrait permettre d'exploiter 4,6 MW. Le projet pilote est financé entièrement par le gouvernement central et les premières turbines devaient être installées en 2006.

Par ailleurs en Ontario, à Ogdensburg sur le fleuve Saint-Laurent, la société **Alliance Energy** veut intégrer 10 turbines UEK d'une puissance de 500 kW chacune. Elles auront une largeur de 17 pieds et une hauteur de 10 pieds. L'étude d'intégration se fera sur la rive sud du fleuve, 5 miles en amont et en aval d'Ogdensburg-Prescott International Bridge. Alliance Energy a déposé une demande de permis préliminaire auprès de la FERC pour étudier le potentiel de ces sites. Si les résultats sont concluants, elle devra demander un autre permis pour la construction et l'exploitation auprès de la FERC et des instances environnementales de l'État de New York.

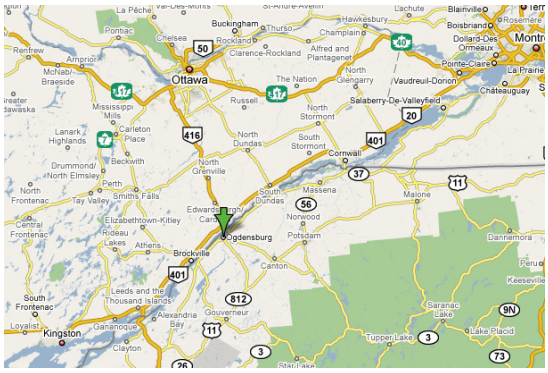


Image 35. Localisation d'Ogdensburg

4. Conclusion

Quoique la filière de l'hydrolienne fluviale demeure toujours à un stade relativement précoce de son développement, le niveau élevé d'intérêt d'un grand nombre d'entreprises dans plusieurs pays ainsi que l'avancement rapide sur différentes pistes technologiques démontrent, à notre avis, qu'il s'agit d'une technologie qui est là pour rester.

Toutefois, comme le démontre le recensement des entreprises au chapitre 3, il n'existe aucune certitude quant à la meilleure approche technologique. Même si une technologie démontre un avantage net sur une autre sur un aspect en particulier, à ce stade-ci de l'évolution de la filière, il serait à notre avis prématuré de prendre une décision définitive.

Cela dit, et tout en soulignant que nous n'avons pas réalisé une analyse comparative des technologies hydroliennes sur le plan technique, notre survol des entreprises actives dans le domaine donne lieu à certaines observations.

Les turbines à courant croisé sont généralement plus simples à concevoir et donc plus économiques. Cette technologie permet d'assembler plusieurs turbines sur le même axe, et ainsi d'utiliser toute la hauteur d'eau disponible, avec un seul générateur installé en surface. Ceci présente un avantage certain en ce qui concerne la simplicité d'installation et d'entretien mais par contre peut exposer l'installation à d'éventuels dommages importants si des débris flottants entrent en collision avec la plateforme (glace, tronc d'arbre). Cependant, aucun projet pilote d'envergure n'a été réalisé à ce jour.

De plus, en position horizontale, il est alors possible de produire de l'énergie sur les sites peu profonds mais de grande vitesse. Le nombre de sites potentiels augmenterait alors considérablement. Mais la rentabilité de cette approche reste à démontrer.

Ces turbines peuvent être dotées d'une grille de protection pour limiter l'impact sur la faune et préserver le rotor contre tout débris, s'il est possible de la concevoir sans réduire sensiblement la vitesse du courant.

Au sein de la catégorie à courant croisé, les technologies Gorlov et Achard semblent représenter des avancées technologiques par rapport à l'approche de Darrieus, de laquelle elles sont inspirées. La turbine de Gorlov, en raison de son profil hélicoïdal, permet une répartition équilibrée des forces au cours de la rotation. Ceci augmente significativement le rendement, et permet de protéger la turbine des phénomènes de fatigue et d'usure prématurée.

La turbine Achard, quant à elle, est encore plus sophistiquée, mais moins avancée dans son stade de développement. Si les solutions qu'elle propose aux défis techniques se valident – dont notamment ceux touchant le contrôle actif des pales – celles-ci auront des avantages importants par rapport à la turbine Gorlov.

En ce qui concerne les turbines à courant axial, les turbines à pales sont aujourd'hui les plus avancées. Verdant Power a déjà réalisé un projet pilote dans l'Hudson à hauteur de New York et est actuellement en train de développer un projet sur le fleuve Saint-Laurent en Ontario. Néanmoins, cette technologie est imposante, avec un diamètre de rotor de 7 à 11 mètres, et semble ne laisser aucune possibilité d'y ajouter une protection contre les débris.

Soulignons toutefois que les turbines à pales ont l'avantage de s'appuyer sur des décennies de recherches approfondies sur les hélices —dans le domaine de la propulsion nautique —, ce qui leur confère un avantage non négligeable par rapport aux technologies plus récentes comme les turbines à courant croisé.

La turbine carénée reflète une adaptation de cette approche potentiellement très intéressante. Ces turbines sont dotées d'un carénage qui permet, d'une part, de protéger la turbine et, d'autre part, d'augmenter la vitesse du fluide avant le passage dans la turbine, grâce à un profilé convergent. Les turbines sont totalement immergées et, par conséquent, ne présentent aucun risque pour les autres utilisateurs. Les turbines doivent toutefois être remontées à la surface pour l'entretien.

Notons également que les différentes approches technologiques présentent chacune des défis distincts sur le plan pratique. Le milieu fluvial est un milieu sauvage, et l'ajout de grilles ou d'autres appareils pour protéger les machines de débris risquent d'avoir un effet néfaste sur la vitesse du courant et donc sur la productibilité et les coûts unitaires. Il en découle que la vulnérabilité d'une machine aux dommages ou aux disruptions causées par les débris portés par la rivière — qui affecteraient tant la durée de vie que les coûts O&M — peut devenir un facteur important dans le choix technologique.

Les différentes approches technologiques semblent présenter des défis différents à cet égard. Par exemple, le risque de s'acrocher aux morceaux de plantes aquatiques, avec une augmentation conséquente des forces de traînée, semble *a priori* être plus élevé pour les machines du type Gorlov ou Achard que pour les machines à pales (axe horizontal), comme celles de Verdant ou de Teamwork. Des troncs d'arbre flottants pourraient également causer des torts majeurs aux équipements sur la surface. Il serait donc important d'investiguer des mécanismes de protection contre ce type de dégât qui n'affectera pas la vitesse du courant.

Dans un autre ordre d'idées, les impacts sur l'écosystème peuvent aussi varier en fonction de l'approche technologique retenue. Les impacts écologiques d'équipements flottants seraient sans doute différents que ceux des équipements qui restent sur le fond de la rivière. Par ailleurs, l'avantage de la filière hydrolienne par rapport à la filière hydroélectrique sur le plan environnemental consiste en grande partie en la capacité des poissons d'éviter les équipements au lieu d'y être entraînés. Or, plus la section de rivière est remplie de machines — avec le concept d'un *rideau*, par exemple, du groupe Achard —, plus le passage pourrait devenir problématique pour la faune aquatique.

Les résultats de l'étude environnementale réalisée par Verdant dans la East River (projet RITE), sont très favorables. Réalisé à l'aide de 24 transducteurs hydroacoustiques ainsi que d'un sonar à haute fréquence qui a enregistré les données 24/7 pendant 18 mois, l'étude a suivi le sort de chaque poisson qui passait par la zone d'étude — un écosystème fortement dénaturalisé, il faut l'admettre —, et aucun poisson n'a été tué. Toutefois, à long terme, il se peut qu'on constate un déplacement de la faune, principalement dû à la modification de la flore environnante. Les hydroliennes créent des turbulences qui pourraient influencer la reproduction de la faune et, à long terme, modifier l'habitat sous-marin.

RSW veut installer des hydroliennes au fond du fleuve

Énergie renouvelable. La firme d'ingénierie n'est pas la seule à lorgner l'important potentiel du Saint-Laurent pour cette forme d'énergie.

par Hugo Joncas > hugo.joncas@transcontinental.ca

RSW a une nouvelle idée pour fournir de l'électricité renouvelable au Québec : des hydroliennes. Complètement immergées, ces turbines produisent de l'électricité à partir du mouvement de l'eau, mais sans exploiter la force de gravité produite par une chute, comme c'est le cas pour les turbines de centrales hydroélectriques classiques.

« Nous avons différents sites à l'étude près de Montréal », dit Georges Dick, pdg de la firme d'ingénierie québécoise.

C'est là l'originalité du concept de RSW. En Europe et dans l'Est du Canada, les producteurs d'électricité installent des hydroliennes près des côtes, pour exploiter les marées. Mais la firme compte miser uniquement sur le courant puissant et régulier du cours d'eau en installant deux turbines de 250 kilowatts (kW) chacune dans le fleuve Saint-Laurent.

C'est un petit projet pilote de 10 millions de dollars, tout juste capable d'alimenter 150 foyers québécois. Mais selon M. Dick, le potentiel québécois se mesure en milliers de mégawatts. « Les sites les plus intéressants, près des réseaux de distribution d'électricité, ont un potentiel de 500 à 1000 mégawatts », précise-t-il. De quoi alimenter jusqu'à 300 000 foyers québécois.

« À Montréal, les conditions sont idéales, dit Jean-Louis Chaumel, un chercheur de l'Université du Québec à Rimouski spécialisé dans les énergies renouvelables. Il y a un très fort courant et un grand bassin de consommateurs d'électricité à proximité. »

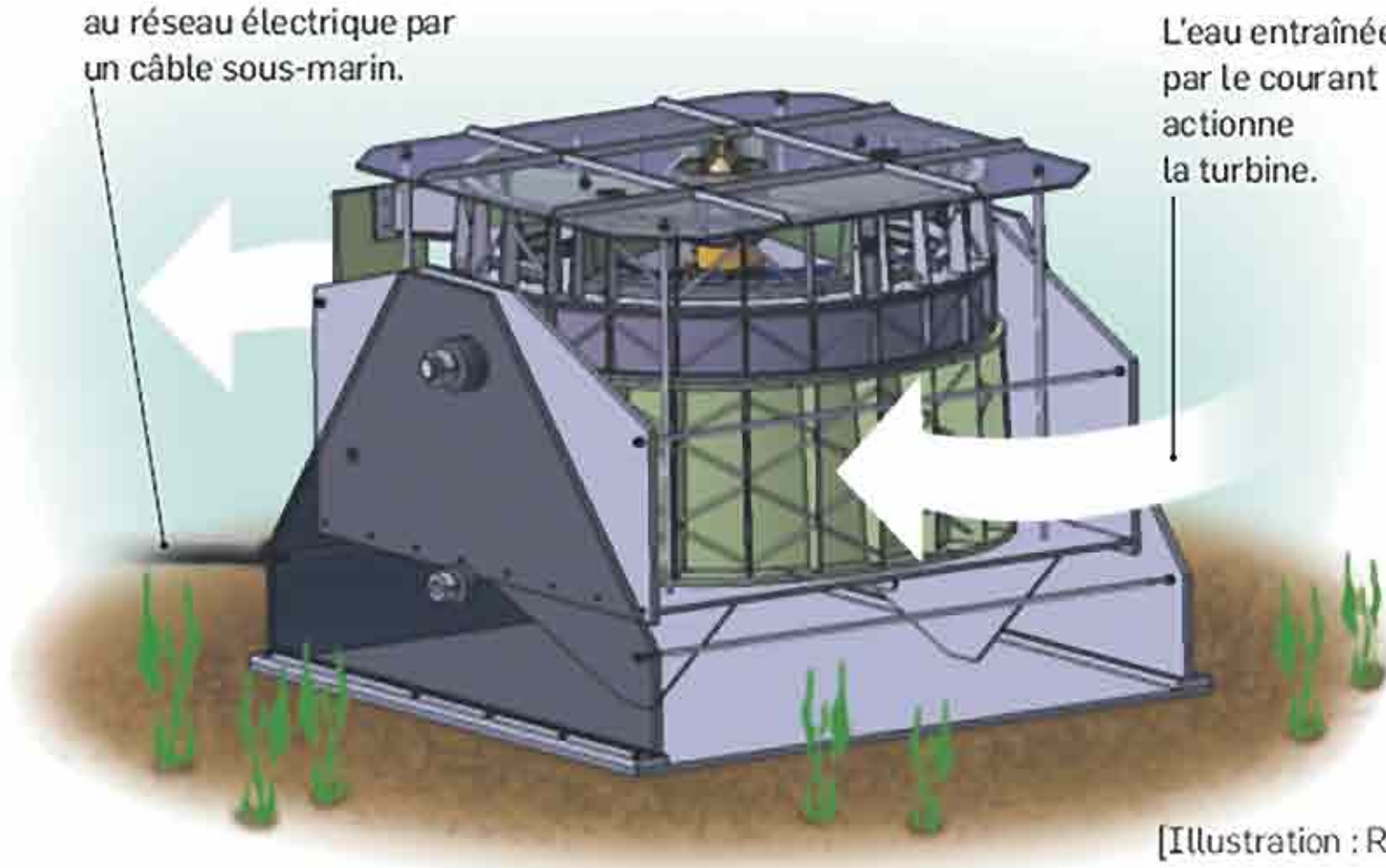
RSW compte installer ses turbines dès l'été 2010, avant le Congrès mondial de l'énergie qui doit se tenir en septembre à Montréal.

Impacts minimes sur l'environnement

Le projet pilote de RSW lui permettra notamment d'évaluer les impacts de sa technologie sur le milieu aquatique. Mais M. Dick croit qu'ils seront limités. « Les machines tourneront à basse vitesse et l'espace compris entre chacune des composantes permettra aux poissons de passer », dit-il.

Et surtout, les hydroliennes n'impliquent pas la construction de barrages ou de bâtiments sur toute la largeur des cours d'eau.

Les hydroliennes de RSW ont une capacité 250 kW



[Illustration : RSW]

« L'avantage de cette technologie, c'est de pouvoir mettre en valeur des sites qui n'auraient pas pu l'être parce que ça aurait été trop coûteux ou que les impacts sur l'environnement ou la population auraient été trop grands », ajoute M. Dick.

TM4, filiale d'Hydro-Québec, collabore avec RSW pour mettre au point l'alternateur qui transformera la force de l'eau en électricité.

Pour l'instant, les composantes des turbines de RSW sont fabriquées dans plusieurs ateliers, dont certains hors Québec. « Pour une production en série, on va développer l'outillage pour fabriquer ça localement », dit M. Dick. L'entreprise compte alors vendre sa technologie à des producteurs d'énergie.

Un fleuve au grand potentiel

Décidément, le Saint-Laurent est populaire. La new-yorkaise Verdant Power veut elle aussi y installer des hydroliennes, près de Cornwall, en Ontario.

« Début 2010, nous prévoyons installer deux turbines pour un projet pilote », dit Mollie Gardner, une scientifique au service de Verdant Power. Ses machines seront cependant beaucoup plus petites que celles de RSW : leur capacité de production sera d'environ 50 kW, précise Mme Gardner.

Elles seront aussi fort différentes. Comme des éoliennes, leur axe de rotation sera horizontal et elles seront montées sur des mâts.

Verdant a déjà fait l'essai de six turbines de 35 kW chacune dans l'East River, à New York. L'expérience est concluante. Verdant attend les autorisations requises pour construire un ensemble permanent de 30 turbines, d'une puissance totale de 1000 kW.

Au Québec, les cours d'eau profonds dotés d'un fort débit ne manquent pas. Le Conseil national de recherches du Canada a d'ailleurs étudié le potentiel hydrolien des rivières Manicouagan et aux Outardes, sur la Côte-Nord. Hydro-Québec songe à long terme à aménager certaines rivières éloignées, comme la Caniapiscau, au Nunavik, pour desservir des communautés isolées.

Et à Saint-Fulgence-de-l'Anse-aux-Foins, le maire souhaite l'installation d'hydroliennes devant le village, là où le fjord du Saguenay commence sa course vers l'estuaire du Saint-Laurent. ▮