

Le potentiel de la petite hydroélectricité

Aurélie HEYRIES et Simon LHERITIER

Sommaire

Introduction.....	3
L'hydraulique, énergie injustement oubliée ?.....	3
Problématique : dans quelle mesure les capacités sont-elles saturées ?	4
1. Etat des lieux.....	5
1.1 Petite hydroélectricité : atomicité des situations et problèmes de définition	5
1.2 La situation française	6
2. Aspects techniques	8
2.1 Rapide aperçu des différents équipements	8
2.2 Potentiel théorique.....	9
2.3 Potentiel technique	9
2.4 R&D : quelles avancées prévues ?.....	10
3. Aspects économiques	11
3.1 Un coût du kWh très variable	12
3.2 Temps de retour sur investissement.....	14
3.3 La petite hydraulique est-elle chère ?.....	15
3.4 Faut-il augmenter les tarifs d'achat pour que la filière se développe ?	17
3.5 Le problème des externalités.....	18
4. Aspects stratégiques et environnementaux	19
4.1 La petite hydroélectricité, une énergie à valoriser.....	19
4.2 Une vraie énergie renouvelable	20
4.3 Une énergie sans CO2	20
4.4 Problèmes environnementaux causés par l'installation d'une petite centrale hydroélectrique, mesures correctives et compensatoires	21
4.5 Réduction du potentiel engendrée - rupture environnementale.....	23
5. Aspects réglementaires / politiques	23
5.1 Lois générales	23
5.2 Lois et autorisations spécifiques à l'hydroélectricité	24
5.3 Contrats avec EDF	25
6. Conclusion : quel potentiel ?	26
6.1 Des capacités saturées ?	26
6.2 Les attentes pour l'avenir	27
6.3 Les préconisations prioritaires	27
 Bibliographie et remerciements	 29

Introduction

L'hydraulique, énergie injustement oubliée ?

Dans le contexte actuel d'attrait fort pour les énergies renouvelables, l'énergie hydraulique est probablement l'une des moins médiatiques. Il y a là un certain paradoxe, puisque c'est, et de loin, l'une des premières sources de production d'énergie renouvelable¹ (voir Figure 1). Elle représente 5% de la production mondiale d'énergie (commerciale ou non commerciale) contre 16% pour la biomasse et seulement 1% pour toutes les autres énergies renouvelables². Elle concentre à elle seule 16% de la production mondiale d'électricité, contre 2% pour l'ensemble des autres énergies renouvelables.

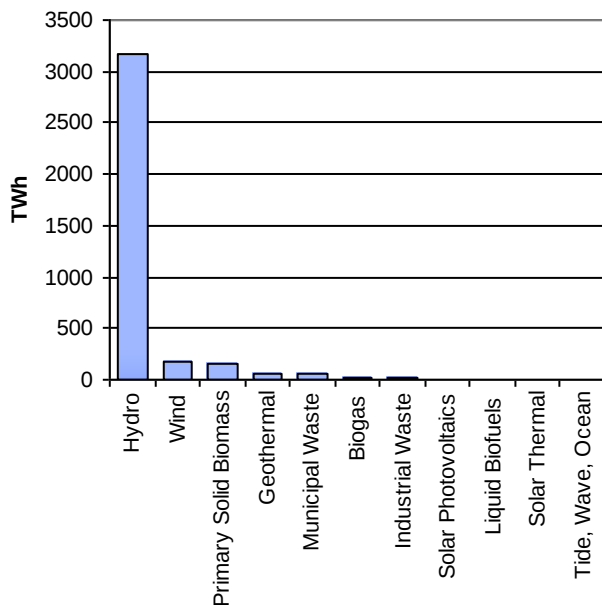


Figure 1 : Production mondiale d'électricité renouvelable en 2007 par type de source (source : AIE)

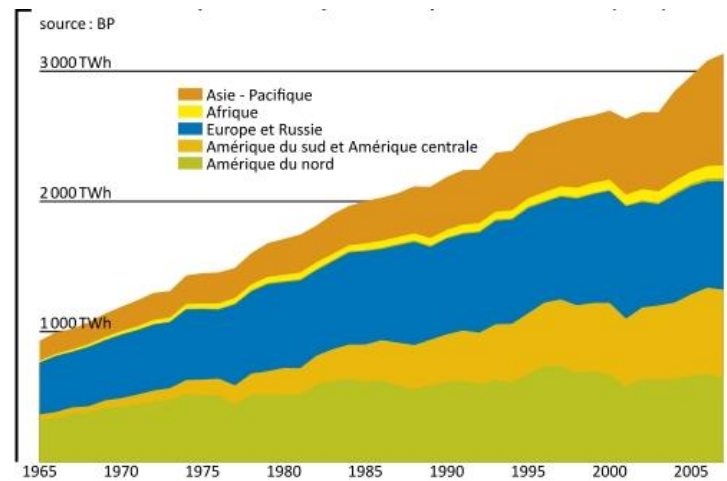


Figure 2 : croissance mondiale de la production hydroélectrique dans le monde (TWh)

En outre, les tendances mondiales semblent loin d'annoncer une baisse imminente du développement de cette filière, comme on peut le voir Figure 2. Au contraire, la production hydroélectrique semble croître continument.

Cette prédominance n'a rien d'étonnant : c'est aussi l'une des plus ancienne ressource utilisée pour fournir de l'énergie. Moulins, puis barrages de plus en plus imposants se sont ainsi développés au fil des siècles. Encore plébiscitée par les pays émergents (qu'on pense au barrage des Trois Gorges en Chine par exemple), cette énergie est en baisse de popularité depuis plusieurs décennies dans les pays développés. Renouvelable, non émettrice de CO₂, décentralisée...

¹ C'est la seconde si l'on considère la biomasse, pour laquelle il est difficile de fournir des chiffres car dans de nombreux pays l'utilisation du bois ne passe pas par des voies commerciales

² Source : Jean-Pierre Favennec, *Géopolitique de l'énergie – Besoins, ressources, échanges mondiaux*, ed. Technip, 2007

les qualités de cette énergie sont nombreuses, mais elle n'est pas exempte non plus de défauts. Elle pose en particulier le problème de la gestion des cours d'eau, qui ont des fonctions multiples.

Problématique : dans quelle mesure les capacités sont-elles saturées ?

C'est en effet surtout la question du multi-usage de l'eau qui a mis un frein à la popularité de l'énergie hydraulique. On entend régulièrement à ce propos que le désintérêt pour l'hydraulique vient du fait que "les capacités sont saturées". Cette remarque paraît franchement décalée par rapport à la croissance de la production montrée précédemment. Mais par "saturation", faut-il entendre que l'on s'est approché de la limite physique de la production hydroélectrique, autrement dit que l'on turbine aujourd'hui chaque goutte de pluie qui tombe sur un relief ? Ou bien cela signifie-t-il que l'on a atteint une limite technique ou technico-économique, c'est-à-dire qu'il ne resterait plus de site exploitable de manière rentable avec les technologies d'aujourd'hui (mais alors le progrès technique pourrait repousser cette limite) ? Mais peut-être encore cette notion de "saturation" exprime-t-elle simplement le fait qu'il existe une volonté politique de réserver l'eau à d'autres usages ?

C'est cette interprétation de l'idée communément répandue de saturation des capacités qui est à l'origine de notre travail. Nous avons voulu savoir ce qu'il en était exactement. Devant la diversité des types de production hydraulique, nous nous sommes concentrés sur la micro-hydroélectricité, famille de technologie qui nous semblait *a priori* avoir un impact moindre sur l'environnement et donc disposer, peut-être, d'un plus grand potentiel que les STEP et grands barrages (nous reviendrons sur cette première idée). Nous avons donc souhaité identifier le potentiel de la micro-hydroélectricité. Constatant rapidement que le potentiel "physique" n'était pas atteint, nous avons donc cherché à déterminer ce qui limitait ce potentiel : limites techniques, économiques, environnementales ou politiques ? Enfin, compte tenu de la différence des enjeux suivant le type de pays (développé, émergent, en voie de développement, ...), il nous a paru important de choisir un contexte précis pour mener cette étude : nous nous sommes donc focalisé sur le cas français³.

Après un état des lieux de la filière (partie 1) nous nous concentrerons sur les différents angles sous lesquels on peut envisager la petite hydraulique, en observant comment ceux-ci influent sur le potentiel de cette énergie. Nous commencerons par les aspects techniques (partie 2) en nous posant essentiellement la question des progrès attendus dans le futur. Nous nous interrogerons ensuite sur la rentabilité économiques et la pertinence des tarifs d'achats (partie 3). Nous aborderons dans la partie 4 les aspects stratégiques et environnementaux, qui sont très imbriqués pour cette filière. Enfin cela nous mènera à nous intéresser aux aspects réglementaires (partie 5) après quoi nous pourrions rassembler tous les éléments pour conclure sur le potentiel de la filière.

³ Outre la possibilité évidente de trouver l'information à sa source plus facilement, ce choix s'explique par deux aspects : d'abord la France est un grand pays hydraulique depuis longtemps, la question du potentiel restant s'y pose donc particulièrement, ensuite le choix d'un pays développé permet aussi de s'affranchir de toutes les questions de mécanisme de développement propre et financements extérieurs dans un contexte post-Kyoto, mécanismes qui influent grandement le développement des projets d'énergie renouvelable mais ne sont pas spécifiques à la ressource étudiée ici

1. Etat des lieux

1.1 Petite hydroélectricité : atomicité des situations et problèmes de définition

La définition précise de l'objet de ce rapport, la micro-hydroélectricité, n'a rien d'évident. Il s'agit bien sûr de transformer l'énergie d'un cours d'eau en énergie électrique, et ce au travers d'ouvrages généralement sans retenue d'eau : on parle alors de production au fil de l'eau, c'est-à-dire que l'électricité est produite continuellement. De tels ouvrages ne sont pas pour autant nécessairement des ouvrages micro-hydrauliques.

De manière simple, on prend communément comme repère une puissance limite en deçà de laquelle les installations hydrauliques sont considérées comme de la "petite hydraulique". Cette définition pose deux problèmes. D'abord le seuil de puissance est à définir, et en pratique varie d'un pays à l'autre. En France, on prend communément 10 MW comme référence. Mais la réalité des installations d'une puissance inférieure à 10 MW est encore très diverse. On est ainsi amené à définir des sous catégories.

L'UNPEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique) propose de classer les Petites Centrales Hydroélectriques (PCH) en fonction de la puissance installée [5]⁴. On parlera alors de :

- petite centrale pour une puissance comprise entre 2 000 kW et 10 000 kW,
- mini-centrale pour une puissance comprise entre 500 kW et 2 000 kW,
- micro-centrale pour une puissance comprise entre 20 kW et 500 kW,
- pico-centrale pour une puissance inférieure à 20 kW.

Ici encore, cette classification par puissance ne résout pas tout. Des différences de principe et de technologies existent en effet. On peut notamment distinguer [5]:

- Les centrales de haute chute. La puissance est alors principalement liée à la hauteur de la chute d'eau,
- Les centrales de moyenne chute. La puissance est liée à la fois à la hauteur de chute et au débit turbiné,
- Les centrales de basse chute. La puissance dépend alors du débit turbiné.

A ces différences de principes correspondent des différences de technologies, de turbines, de construction... De manière générale, chaque site à équiper est différent, chaque projet est un projet particulier, ce qui rend particulièrement malaisé de faire des analyses générales. Dans ce rapport, pour lequel nous nous satisferons de la définition par rapport aux 10 MW comme puissance maximale, nous garderons donc à l'esprit cette limite forte de l'exercice.

Enfin, signalons une autre définition, intéressante quoique difficilement exploitable, rencontrée dans l'ouvrage *Renewable Energy Technologies* de J.C Sabonnadière [7] : "*A small plant is thus a plant, for technical and economic reasons, may not be the geometric reduction of a large plant*". Cette définition pose bien évidemment problème puisqu'elle nécessite de définir "la grande hydraulique" (on revient alors aux questions de puissances limites, etc.) mais permet du moins de rendre compte du fait que la différence entre une petite et une grande centrale hydraulique n'est pas qu'une question de taille, et que se posent notamment des problèmes d'économies d'échelle. En outre, au delà du toujours nécessaire besoin de haute performance et fiabilité, les PCH doivent aussi correspondre à des technologies

⁴ Les références entre crochets renvoient à la bibliographie.

simples à comprendre car elles sont souvent gérées par des non-spécialistes : cela explique aussi une différence dans les technologies et pas seulement dans les questions économiques.

1.2 La situation française

Dans les années 1970-1980, en réponse à la crise pétrolière, la France a cherché à réduire sa dépendance énergétique : le contexte politique était alors plutôt favorable à l'hydroélectricité, et les projets se sont multipliés. Dans les deux décennies suivantes, 1990 et 2000, l'hydroélectricité a joui au contraire plutôt d'une mauvaise image essentiellement pour des raisons environnementales. On touche là à la question du multi-usage de l'eau. Dans ce climat, les difficultés technico-économiques et financières sont plus pesantes, les procédures deviennent longues, et les projets peu nombreux. Durant les premières années de la décennie 2000, moins d'une dizaine d'autorisations pour des projets de micro-hydroélectricité ont été attribuées chaque année [5]. Les préfets et les élus locaux ne pensent plus spontanément à développer cette énergie, pour éviter tout conflit local mais aussi très probablement par un effet de mode largement plus favorable à l'éolien ou au photovoltaïque [1].

Au demeurant, l'hydraulique reste la première énergie renouvelable de France, elle occupe même 15% de son mix énergétique ce qui en fait la première productrice européenne d'hydroélectricité. En 2004, près de 95% de la production électrique française d'origine renouvelable provenait de l'hydroélectricité. En valeur absolue, le productible hydroélectrique moyen de la France se situe autour de 70 TWh/an, dont 37 TWh au fil de l'eau (base), 30 TWh modulables (pointe) et 3 TWh provenant des STEP. Le tout correspond à un total de 25 000 MW installés [1]. On note sur la Figure 3 que jusqu'en 1995, production d'énergie renouvelable équivaut peu ou prou à production d'hydroélectricité en France. Après cette date, le décrochage peut s'expliquer par la montée en puissance du solaire et surtout de l'éolien.

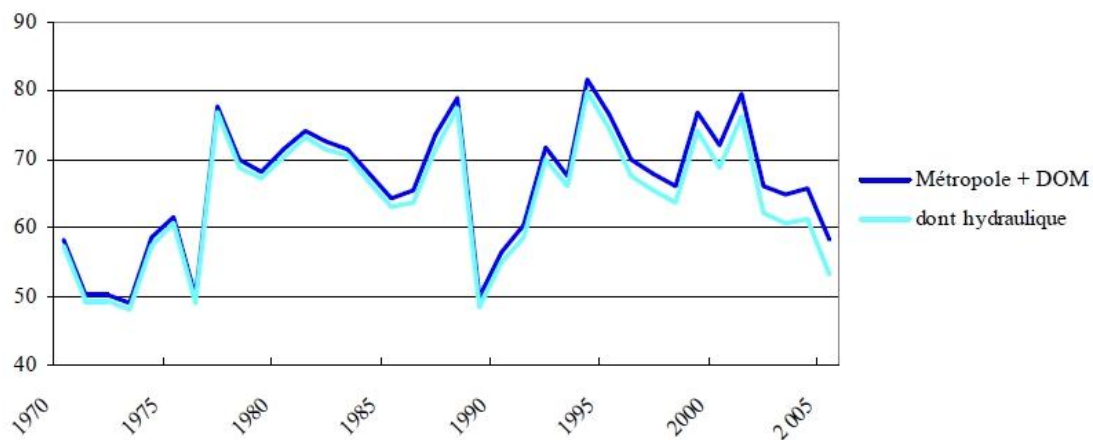


Figure 3 : Production électrique française d'origine renouvelable - source [8]

Concernant plus spécifiquement la petite hydraulique, la France est le troisième producteur européen (derrière l'Italie et l'Allemagne) et le second pays en termes de puissance installée (après l'Italie). Le parc français est stable et légèrement supérieur à 2 GW. La production en 2008 s'élevait à 6 924 GWh, soit 11,3% de plus qu'en 2007 : cette hausse n'est pas à mettre sur le compte d'une augmentation des installations, qui au contraire ont diminué de 3 MW sur la même période. C'est donc les facteurs climatiques qu'il faut mettre en avant [9]. En nombre, les petites installations sont prédominantes: l'ADEME recensait 1700 petites centrales en 1994 [5] et sur les 2000 installations hydrauliques (grandes ou petites) présentes en 2003 sur le territoire, la moitié une puissance de moins de 5 MW [1].

Notons qu'en termes de production, la petite hydraulique représente environ 10% de la production hydraulique nationale (dont un cinquième pour les puissances inférieures à 1 MW [8]). Cela représente 1,5% de la production électrique de la France [5]. La production hydraulique des DOM n'est en revanche que de 1 à 2%, ce qui, ajouté au besoin de moyens de production décentralisés, laisse un fort potentiel pour la petite hydraulique (comme pour la grande) hors métropole [8].

Il est important de noter que les petites centrales sont très souvent des centrales au fil de l'eau. C'est ce type d'usage que l'on gardera à l'esprit dans ce rapport. Cela a un impact fort sur la gestion, mais aussi l'économie des projets. En effet, les ouvrages à retenue et plus particulièrement les STEP ont pour fonction de stocker l'eau pour la relâcher au moment opportun, en pointe ou super-pointe. A ce moment là, l'énergie hydraulique est une alternative aux centrales à charbon ou à fioul, éventuellement aux centrales gaz, moyen de productions rapidement mobilisable et aux coûts marginaux élevés. En revanche, les ouvrages au fil de l'eau produisent, comme l'éolien ou le solaire, une énergie fatale - à la différence notable que l'énergie hydraulique n'est pas intermittente. Cette énergie va donc naturellement avoir une valeur moindre (en terme économique), et servira cette fois-ci nécessairement à fournir la base : elle est donc une alternative au nucléaire dans le mix énergétique français. Ces différences d'utilisation sont illustrées dans la Figure 4.

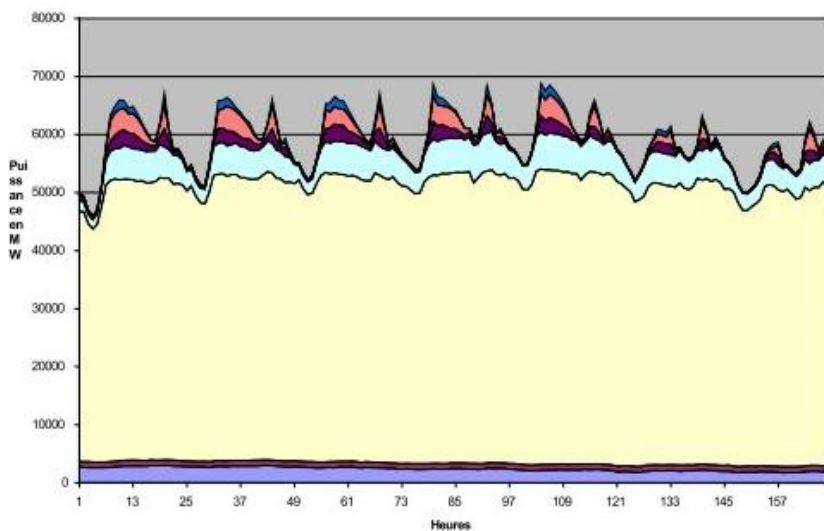


Figure 4 : production électrique une semaine d'automne 2003, source RTE

De bas en haut, les moyens de production sont : (mauve) fil de l'eau ; (pourpre) autoproduction ; (jaune) nucléaire ; (bleu pâle) thermique classique ; (violet) éclusées ; (rose) lacs ; (bleu) turbinages

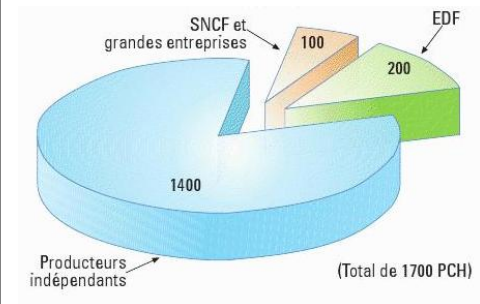


Figure 5 : parc de PCH en France (en nombre d'unités)

Enfin, notons que le marché de la petite hydraulique est essentiellement détenu par des producteurs indépendants, comme montré dans le diagramme Figure 5 [5].

2. Aspects techniques

2.1 Rapide aperçu des différents équipements

Une petite centrale hydroélectrique (PCH) se divise en quatre grandes parties :

- les ouvrages de prise d'eau (digues, barrages),
- les ouvrages d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée),
- les équipements de production (turbines, générateurs, systèmes de régulation),
- les ouvrages de restitution.

Les équipements de production constituent donc le cœur de la PCH, et différents types de turbines existent, s'adaptant chacun à un régime particulier, comme décrit Figure 6.

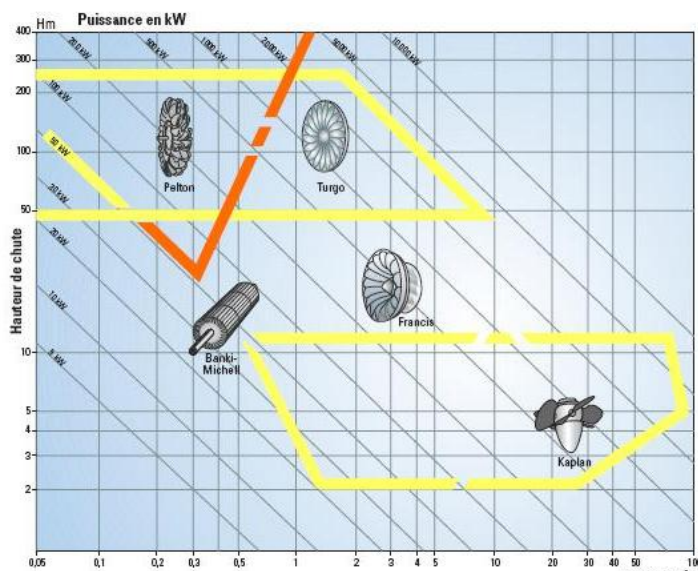


Figure 6 : Différent types de turbines adaptées aux microcentrales selon le débit et la hauteur de chute (source AFME)

L'une des avancées fondamentales qui ait été réalisée récemment est le projet de mise en place de la turbine VLH (Very Low Head), une turbine adaptée aux très faibles hauteurs de chute (inférieures à 2m), ce qui n'existait pas auparavant (le brevet a été déposé en 2003). Sachant que la plupart des sites les plus massivement énergétiques sont déjà construits en Europe et dans les pays développés, une telle invention permet d'exploiter une partie du potentiel restant de l'hydroélectricité.

Cette turbine présente d'autres avantages comparativement aux turbines évoquées précédemment. En particulier, l'intégration est très bonne, tant au niveau visuel puisqu'il n'y a pas de bâtiment sur l'ouvrage (structure autoportante), qu'au niveau auditif, la turbine étant submergée, il n'y a ni son ni vibration [12].

D'autre part, l'impact sur les migrations piscicoles est amélioré par rapport aux autres turbines⁵.

Il faut souligner que l'un des grands mérites de ces systèmes (et ce quelque soit la turbine) sont leur performance : avec des rendements généralement de l'ordre de 80%, la petite hydraulique est un système à l'efficacité exceptionnelle⁶.

⁵ On associe souvent la turbine VLH à une avancée importante en ce qui concerne le taux de mortalité des poissons passant dans la turbine. En effet, ce taux est proche de zéro pour la turbine VLH, mais il ne s'agit pas vraiment d'une révolution, sachant que ce taux est aussi très faible dans les centrales existantes

⁶ Entretien avec Xavier Casiot (voir en fin de rapport la liste des entretiens).

2.2 Potentiel théorique

Pour aborder la question du potentiel hydraulique se pose tout d'abord la question du potentiel "techniquement réalisable", sans considérations économiques.

Il y a d'abord un potentiel théorique, celui que l'on aurait si l'on turbinait la moindre goutte d'eau de pluie - dans ce cas on ne peut distinguer la grande de la petite hydraulique. Pour le calculer, il suffit simplement sur chaque relief montagneux :

- de calculer la masse d'eau annuelle des précipitations (surface x précipitations annuelles x masse volumique de l'eau)
- d'en déduire via la hauteur moyenne des chutes l'énergie potentielle ainsi récupérable (poids de l'eau x hauteur de chute)
- d'appliquer un rendement de turbine pour arriver à l'énergie électrique produite.

Notons que cette approche simplifiée résume toute l'hydraulique à une technologie "haute chute". Avec ce principe, et un rendement de 80 %, on arrive à un potentiel de l'ordre du millier de TWh [11].

2.3 Potentiel technique

L'approche précédente n'a évidemment rien de réaliste mais est intéressante pour indiquer de combien on s'en éloigne dans le véritable potentiel technique. Cette seconde approche consiste à évaluer, sans considération économiques ou réglementaires, quels sont les sites équipables. Les éléments à prendre en considérations sont alors :

- La ressource hydraulique :
 - la puissance de la PCH est directement proportionnelle au débit turbiné (m^3/s) et à la hauteur de chute (m),
 - il faut connaître également le débit et ses fluctuations,
 - enfin, il faut connaître la hauteur du dénivelé (entre niveau d'eau amont et niveau d'eau aval) (grandeur quasi-constante),
- Les possibilités de raccordement au réseau électrique (distance et tension électrique),
- Les possibilités d'accès au site (accès à de gros engins de chantier),
- Les contraintes techniques pour réaliser les différentes composantes de la PCH (canal d'amenée, conduite forcée, barrage, etc.)

Le potentiel technique est alors pour toute l'hydraulique de 28,4 TWh, détaillé dans le Tableau 1. On est loin du millier de TWh évoqué précédemment ! Pour la petite et très petite hydraulique, on arrive à un total de l'ordre de 5 TWh, pour une puissance supplémentaire de 1350 MW.

Tableau 1 : Evaluation du potentiel technique de développement des installations hydroélectriques (indépendamment des contraintes économiques et environnementales ainsi que de celles liées aux autres usages de l'eau) – source [1]

	Grande hydraulique 10 MW à 50 MW	Petite hydraulique 100 kW à 10 MW	Très petite hydraulique 10 kW à 100 kW	STEP²³	TOTAL
Puissance (MW)	environ 18 200 MW (+ 95%)	environ 750 MW (+ 10 %)	environ 600 MW (+ 200 %)	environ 4 300 MW (+ 50 %)	environ 23 850 MW (+ 93 %)
Productible (TWh par an)	jusqu'à 23,4 TWh (+ 50 %)	entre 3 et 4 TWh (+20 %) (4 000 heures de fonctionnement contre 3 200 actuellement)	environ 1 TWh (+ 150 %)	sans objet	jusqu'à 28,4 TWh (+ 42 %)

Plusieurs remarques s'imposent :

- Par rapport à l'idée reçue qui a initié ce rapport, il est clair que les capacités ne sont pas techniquement saturées. Au total, c'est une augmentation de 93% de la puissance installée qui serait possible, soit 42% de production en plus
- La petite hydraulique ne représente pas (en valeur absolue) le gros du potentiel. Toutefois pour savoir si, comme nous l'avons supposé *a priori*, la petite hydraulique a bien un avantage du fait de sa taille, la question est donc de voir par la suite de combien les considérations économiques, environnementales et réglementaires vont restreindre le potentiel de chaque famille de centrales.
- La très petite hydraulique pourrait potentiellement tripler en capacité et croître de presque autant en production. En revanche, la petite hydraulique (plus de 10kW) dispose d'un potentiel bien moindre en pourcentage (mais supérieur en valeur absolue).

A priori, la très petite hydraulique a de bonne chance de ne pas connaître de freins environnementaux. En effet, il s'agit avant tout de moulins qui existaient au XIX^{ème} siècle : 30 000 pourraient être équipés sur les 100 000 existants, "*sans changer la configuration de la rivière, à condition de mettre au point les matériels pour exploiter cette énergie à des coûts raisonnables*" [1]. Les profits alors générés pourraient dégager des financements pour l'entretien des cours d'eau, ce qui concilierait intérêt énergétique et écologique. La question est donc de concevoir les systèmes économiquement viables, en particulier des turbines "très basse chute" sans gros travaux de génie civil : c'est l'apport de la technologie VLH.

2.4 R&D : quelles avancées prévues ?

On entend souvent que la technologie en hydroélectricité est mature, et qu'il ne reste plus guère de recherches à effectuer dans ce domaine à participer à la faible croissance de son développement, notamment en Europe [4]. En effet, la principale avancée en R&D a été la récente mise en place de la turbine VLH, avec tous les avantages qu'elle comprend. Cependant, de nombreuses évolutions restent encore à faire afin de pallier les divers problèmes abordés dans ce rapport.

La plupart des recherches en microhydroélectricité sont menées par les plus "gros" du marché (voir partie 1.2.), principalement les industriels, ayant plus de moyens que les aménageurs indépendants. Actuellement, et comme nous l'avons déjà fait remarquer, la R&D se doit d'axer principalement selon deux objectifs : d'une part une amélioration du rendement de la centrale, et d'autre part une meilleure intégration au sein de son

environnement (pour pouvoir réduire les problèmes causés par les impacts environnementaux). La difficulté se situe en fait dans l'interdisciplinarité qui intervient pour mettre au point des équipements vérifiant de tels critères, mobilisant des compétences à la fois en génie civil et environnemental, mais aussi de nombreux aspects électromécaniques.

2.4.1. Amélioration de la rentabilité des équipements

La priorité se situe dans l'obtention d'équipements simples et fiables, avec des coûts de maintenance les plus faibles possibles, tout en augmentant le rendement global de l'installation en terme de production électrique. La diversité des installations (type, taille du site, matériel installé...) doit être suivie par un développement d'équipements adaptés à chaque site équipé. En effet, il arrive souvent que des entreprises développent un seul type d'installation standard, entraînant alors pour les sites de taille plus petite des pertes de production importantes et pouvant être évitées.

L'adaptabilité de l'équipement, et notamment de la turbine, doit aussi prendre en compte les variations de débit de cours d'eau (en particulier pendant les crues pour les basses chutes). Si l'une des premières choses pouvant influencer serait une vitesse de rotation de la turbine variable, cela octroie une marge d'adaptabilité plutôt restreinte, or des gains considérables en termes d'efficacité seraient obtenus en prenant cette variabilité de la vitesse en considération.

De façon plus générale, la qualité de fourniture du courant (et notamment une réduction des pertes dans les systèmes de conversion) doit être améliorée, par l'utilisation d'outils beaucoup plus fins. Selon Xavier Casiot, l'une des grandes avancées techniques qui pourra être faite sera de développer les outils de contrôle-commande, autorisant le développement des systèmes de management total des équipements, avec une grande adaptabilité, et permettant d'autre part des systèmes de supervision à distance quasi-systématiques. Les outils d'informatique fine, comme la télémétrie ou les systèmes de vidéosurveillance seront d'une grande utilité.

2.4.2. Amélioration de l'intégration des équipements dans l'environnement qui les entoure

La partie 4 nous montre que la microhydroélectricité, bien qu'étant une énergie renouvelable, n'en comporte pas moins certains aspects environnementaux négatifs, qu'il est par conséquent important de chercher à améliorer. L'important est de réduire au maximum l'impact que l'installation a sur le milieu, notamment sur le régime hydraulique et l'écosystème des rivières touchées.

L'optimisation environnementale des turbines notamment, ainsi que des déchets qu'elles laissent dans le milieu (huiles de fonctionnement par exemple) doit absolument être développée, en insistant en particulier sur les mesures correctives, notamment les dispositifs de franchissement des ouvrages (qu'il s'agisse de la faune aquatique ou des hommes). Sans oublier la recherche en termes de réhabilitation de centrales, qui doit aussi être développée, de manière à pouvoir rénover certains sites en incluant la contrainte environnementale, non considérée auparavant.

3. Aspects économiques

Dans cette section nous nous intéressons plus particulièrement aux aspects économiques qui peuvent réduire le potentiel technique. La question qui se pose est bien évidemment celle de la rentabilité, que l'on pourrait reformuler comme suit : **les tarifs d'achat de l'électricité produite sont-ils adaptés aux coûts de la micro-hydroélectricité ?** Nous allons donc chercher à déterminer ce coût de production pour les comparer aux tarifs d'achats.

3.1 Un coût du kWh très variable

On se heurte ici immédiatement à la question de la diversité des situations et des turbines. Si l'on regarde la synthèse des coûts de référence pour la production d'électricité renouvelable, on trouve suivant que l'on parle de haute ou basse chute et suivant les puissances installées, des investissements bien différents.

Tableau 2 : coûts d'investissement non actualisés - source [2]

Puissance électrique	Basse Chute					Haute Chute		
	50 kW	250 kW	1 MW	3 MW	7,5 MW	1 MW	3 MW	7,5 MW
Coût d'investissement non actualisé (€/kW)	3500	2700	2300	2000	1800	2200	1900	1700

Nous n'allons retenir que 3 situations pour notre étude. Tout d'abord les deux cas extrêmes : la centrale de basse chute de puissance 50 kW (il s'agit dans les hypothèses prises d'une VLH) et la centrale de haute chute de 7,5 MW (turbine Pelton). Nous allons également nous intéresser à la centrale basse chute de 1MW, qui est une turbine Kaplan, de manière à ne pas introduire de biais par le choix d'une technologie VLH (impliquant des réductions de génie civil, donc a priori de coût). Nous appellerons ces trois scénarios "VLH", "Pelton" et "Kaplan", tout en restant conscient que d'autres hypothèses que le seul choix des turbines influe sur les coûts dans nos calculs.

Cet investissement se découpe en 3 parties [2]:

- pour 10% : les études et frais de dossier
- pour 55 à 60% : le génie civil
- pour 30 à 35% : les équipements hydromécaniques et électriques

La partie concernant les études et frais de dossiers est particulièrement élevée⁷ si l'on compare aux projets de grande hydraulique pour lesquels il est de 1 à 2% [10]. C'est sans doute l'un des aspects où le phénomène d'économie d'échelles se fait le plus ressentir.

Les coûts d'exploitation sont de l'ordre de 3% de l'investissement pour les basses chutes, de 2% pour les hautes chutes. Les taxes représentent 1,6% de l'investissement. Enfin, les centrales de basses chutes produisent en moyenne 4000 heures par an en équivalent pleine puissance, contre 3500 heures pour les hautes chutes. Si l'on ne prend pas en compte de rénovation lourde (et donc pas de coût de jouvence), la durée de vie économique peut être estimée à 30 ans [2]. En pratique, les centrales sont souvent rénovées et ont une durée de vie parfois deux fois plus longue. Les contrats d'achats étant signés pour une durée de 20 ans pour l'hydraulique, il n'est pas absurde de se borner à cette durée de 30 ans. En outre les installations rénovées bénéficient de considérations réglementaires spéciales, ce qui légitime encore de considérer la rénovation de centrale comme un projet indépendant à part entière.

⁷ Dans certains cas particuliers, cela pourrait même représenter 50% du total

Tableau 3 : calcul du coût du MWh

		VLH	Kaplan	Pelton
Puissance	kW	50	1000	7500
Heures de fonctionnement	h	4000	4000	3500
Production annuelle	MWh	200	4000	26250
Investissement	€/kW	3500	2300	1700
Amortissement	ans	15	15	15
Coût de l'investissement	€/MWh	58	38	32
Exploitation	€	5250	69000	255000
Coût de l'exploitation	€/MWh	26	17	10
Taxe	€	2800	36800	204000
Coût de la taxe	€/MWh	14	9	8
Total	€/MWh	99	65	50

Sous les hypothèses citées ci-dessus, on arrive donc avec ce calcul simplifié à un coût qui va de 50 à 100 €/MWh. On note au passage l'importance des économies d'échelles.

Ajoutons à cela l'aversion au risque des investisseurs. On peut prendre un taux d'actualisation particulièrement élevé pour le représenter car, au vu des complexité de procédure et des risques de recours dont nous parlerons plus loin, un projet de micro-hydroélectricité peut être ressenti comme un projet risqué. Prenons par exemple un taux de 8% (ce qui n'est pas excessif) : on arrive alors à des coûts actualisés⁸ de 121, 80 et 62 €/MWh [2].

On note immédiatement que l'investissement prend une place importante dans les coûts de production (Figure 7). On remarque donc que la petite hydroélectricité est une énergie très capitalistique, ce qui n'encourage pas l'investissement. Il y a d'ailleurs là un cercle vicieux de la dissuasion : étant capitalistique, un projet de petite hydraulique sera très sensible à l'incertitude et à la longueur des procédures, or ces procédures longues engendrent des coûts qui rendent les projets capitalistiques...

⁸ L'investissement étant fait en plusieurs années, il est actualisé

En contrepartie, pour un amortissement sur 15 ans, on a donc 15 autres années, voire plus, avec très peu de coûts (on n'ira pas jusqu'à dire sans coûts comme le prétendent certains auteurs [4] car pour qu'une centrale dure jusqu'à 60 ans, il faut non seulement qu'elle ait été très bien conçue à la base mais aussi la rénover ce qui peut représenter un coût important, même s'il est faible devant l'investissement initial).

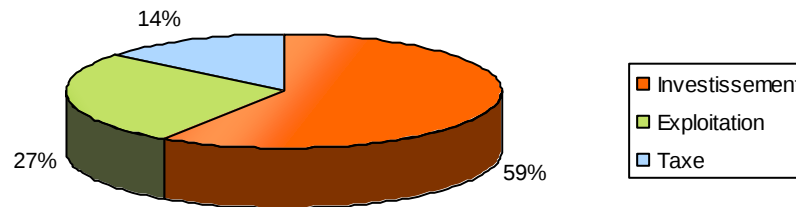


Figure 7 : répartition des coûts de production (non actualisés)

Le document de synthèse des coûts de référence considère que la technologie est mature et qu'il ne faut pas attendre de réduction des coûts à moyen terme. C'est une hypothèse discutable mais il est certain que l'investisseur ne peut pas tabler dessus.

Par comparaison, le coût du MWh de la grande hydraulique évolue plutôt entre 30 et 60 € [1].

Il est important de noter que les hypothèses prises influent fortement sur les résultats, en particulier [2]:

- un surplus de 1000 heures (respectivement 500 heures) sur la durée de fonctionnement en pleine puissance se traduit par une diminution de 18 € (respectivement 10 €) sur le coût
- un écart de 10% sur l'investissement se traduit par une variation de 8 € sur le coût

Par ailleurs, le temps d'amortissement compte aussi fortement. Si l'on choisit de prendre en compte un amortissement sur toute la durée de vie économique (ce qui ne correspond pas toutefois à la réalité) on abaisse évidemment les coûts pour les exemples cités à 69, 46 et 34 €/MWh sans actualisation (soit respectivement une baisse de 30, 21 et 16 €/MWh).

Comme on le verra plus loin, l'ensemble de ces écarts permettent rapidement de basculer d'une zone de non rentabilité à une zone de rentabilité. Il est donc extrêmement difficile de tirer des conclusions sur la rentabilité de la filière.

La littérature ne permet pas vraiment de préciser ce calcul de coût et abonde de chiffres qui varient selon les sources, le périmètre de définition, les années, les taux de change...

3.2 Temps de retour sur investissement

Enfin, on peut calculer le temps de retour sur investissement (qu'on notera ici ROI) selon deux hypothèses qui correspondent à la fourchette de tarif d'achat de l'électricité des petites centrales hydroélectriques : entre 65 et 100 €/MWh. Selon les hypothèses prises, le retour sur investissement est de l'ordre de 10 ans. Dans la pratique, on s'accorde souvent sur une valeur entre 10 et 15 ans ce qui est raisonnable compte tenu de la durée des contrats et de la durée de vie économique mais reste long par rapport à d'autres investissements

Tableau 4 : calcul du temps de retour sur investissement

		VLH	Kaplan	Pelton
Investissement (non actualisé)	€	175000	2300000	12750000
Recette annuelle mini	€	20000	400000	2625000
Recette annuelle maxi	€	13000	260000	1706250
ROI mini	ans	9	6	5
ROI maxi	ans	13	9	7

3.3 La petite hydraulique est-elle chère ?

Pour répondre à cette question, il est clair que l'on a besoin d'éléments de comparaison. La question des tarifs sera plus spécifiquement abordée dans la section suivante. Nous allons plutôt comparer ici à d'autres énergies.

Par rapport à d'autres énergies décentralisées tout d'abord, il apparaît clairement que dans tous les scénarios, la micro-hydraulique est loin d'atteindre les coûts du photovoltaïque (Figure 8). Elle reste dans la fourchette de prix des autres énergies décentralisées, entre 50 et 100 €/MWh. Il faut toutefois nuancer ce propos avant de condamner "la mode photovoltaïque" en indiquant que dans le domaine de la R&D les perspectives pour le photovoltaïque sont immenses et les coûts pourraient baisser de l'ordre de 40% à l'horizon 2020 [2]. Ce à quoi pour être tout à fait complet il faudrait ajouter que si la R&D n'est pas aussi prometteuse dans le domaine de la petite hydraulique c'est aussi, comme on l'a vu, faute d'investissement et peut-être par effet de mode pour d'autres énergies, ce qui gèle la diminution des coûts - mais n'est-ce pas le propre d'une technologie jugée "mature" ?

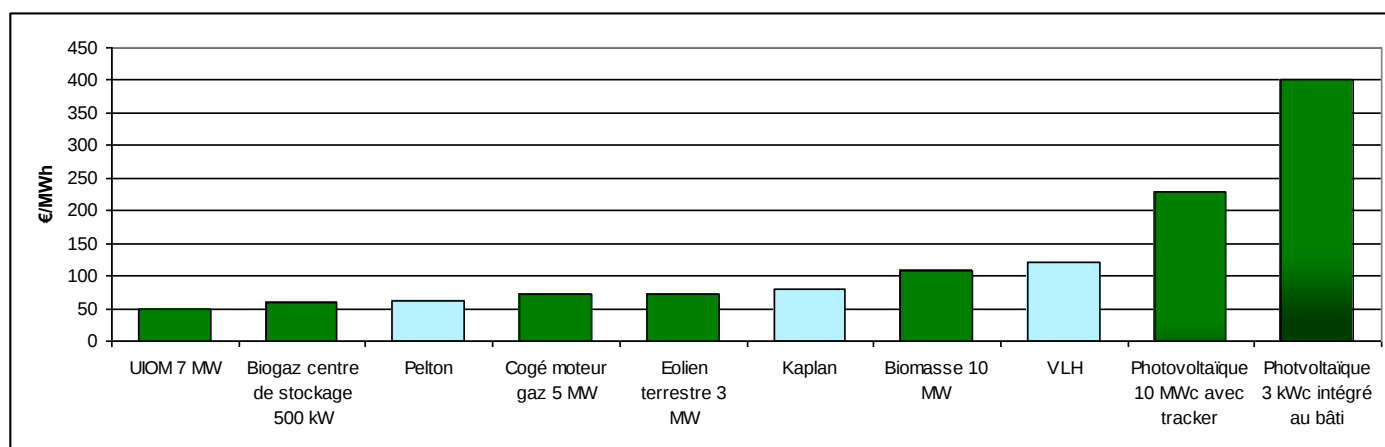


Figure 8: coût de production des moyens décentralisés [2]

Les systèmes étudiés sont mis en évidence en bleu. L'actualisation est de 8%

On peut également s'interroger sur la comparaison avec des énergies centralisées⁹. On peut alors faire la remarque que cette énergie fatale, destinée à la production de base, peut frôler le prix de la production d'extrême pointe. Les prix du marché ne sauraient donc la rémunérer en l'absence d'un marché des certificats verts (mais que dire du solaire photovoltaïque à ce compte ?). Il ne faut pas s'en étonner, puisqu'il existe en France un mécanisme de tarif d'achat qui est bien la conséquence de ce constat.

Enfin, en se focalisant sur l'investissement seul (en ordre de grandeur encore une fois, les chiffres pour le nucléaire et le CCG ne provenant pas de la même source [1] que le reste [2]) on note que l'hydraulique a beau être très capitalistique, l'investissement du solaire est encore supérieur - et représente en l'occurrence tout le coût dans la plupart des cas. L'analyse selon laquelle les investisseurs sont découragés par cet aspect capitalistique trouve ici ses limites.

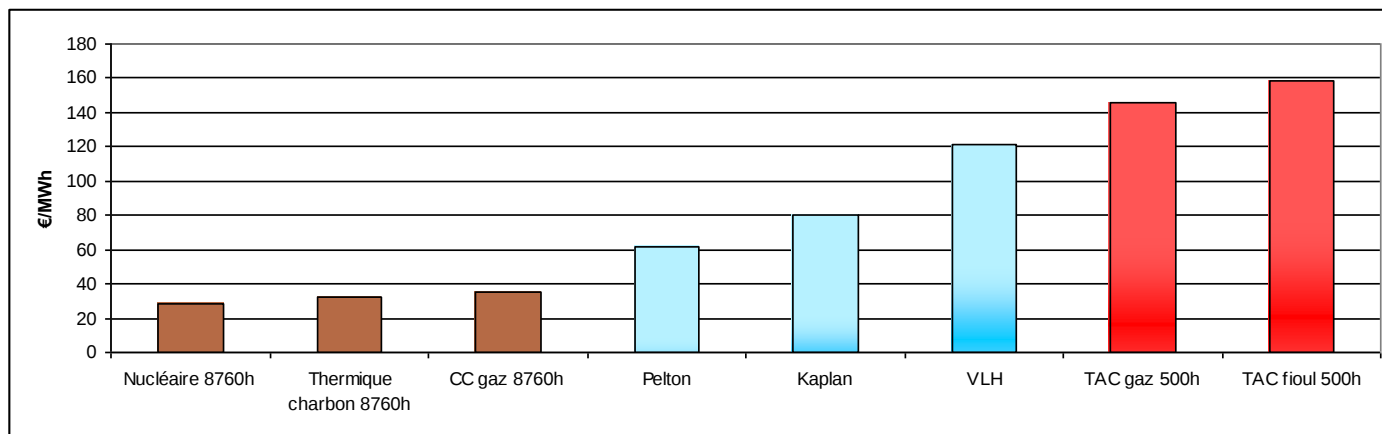


Figure 9 : coût de production de différentes centrales (d'après [1] et [2])

Les moyens de production de base sont en marron, les moyens de production d'extrême pointe en rouge.

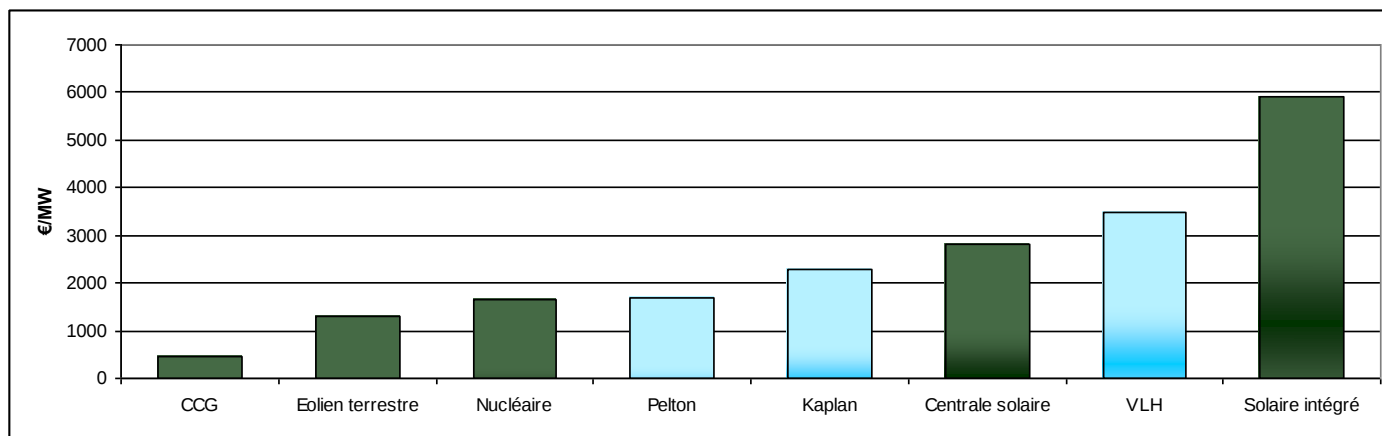


Figure 10 : coûts d'investissements (d'après [1] et [2])

⁹ La synthèse publique des coûts de production de l'électricité donnant ces coûts en indice, nous avons été obligé de recourir à une autre source [1] citant le rapport total, ce qui peut induire un biais sur l'homogénéité des hypothèses prises, il s'agit donc avant tout d'ordre de grandeur

3.4 Faut-il augmenter les tarifs d'achat pour que la filière se développe ?

Les tarifs pour l'électricité hydraulique sont à l'image de la filière : divers selon les situations.

- Le tarif de base est de 60,3 €/MWh
- Pour les petites installations (moins de 12 MW, donc dans le cas qui nous intéresse) une prime de 5 à 25 €/MWh
- Pour les installations dont la production est régulière en hiver, une prime pouvant aller de 0 à 16,8 €/MWh

Ce qui fait donc au total un tarif allant de 65,3 €/MWh à 102,1 €/MWh selon les installations.

On voit bien avec cette fourchette de tarifs et la fourchette de coûts calculée plus haut qu'on ne peut pas *a priori* déterminer si la petite hydroélectricité est rentable ou non. Le moins qu'on puisse dire, c'est qu'elle n'est probablement pas rentable "à tous les coups" et que les tarifs ne sont pas démesurés. Il est clair en revanche que la différence entre tarif et coût est sans commune mesure avec celle du solaire (400 €/MWh de coût en intégré pour un tarif de 602 €/MWh, 230 €/MWh de coût en centrale au sol pour un tarif de 328 €/MWh). Si les tarifs du solaire peuvent faire envie aux producteurs d'énergie, ce n'est donc pas seulement parce qu'ils sont plus élevés en valeur absolue mais aussi parce qu'ils reflètent d'avantage une volonté politique que des coûts économiques et dégagent ainsi de meilleures marges. Avec les tarifs actuels, la bulle de la micro-hydroélectricité n'est pas pour demain...

Alors faut-il relever les tarifs ? La réponse n'a rien d'évident. Plusieurs éléments peuvent être apportés.

Il faut d'abord noter que d'après l'étude que nous avons menée, les tarifs d'achat ne semblent pas prohibitifs. Le but n'est pas forcément d'encourager les projets les moins rentables. En ce sens, les tarifs font sens économiquement et sont éventuellement un bon reflet des coûts - ce qui n'est pas le cas pour le solaire. Dans cette mesure, la petite hydraulique pourrait entrer en bonne et juste compétition avec les autres moyens de production. En revanche il est clair que de tels tarifs n'ont pas vocation à faire s'envoler le nombre de projets.

Pour autant, il faut considérer le tarif d'achat comme un véritable signal plus politique qu'économique. On le voit bien avec le cas du solaire : le tarif a pour but d'encourager voire de porter le développement de la filière, et pas seulement de la permettre. Le tarif peut aider à passer la barrière d'un fort investissement (c'est le cas pour le solaire). Augmenter les tarifs d'achat du kWh hydroélectrique pourrait ainsi être perçu par la profession comme un signal fort et favorable, et en ce sens, encourager les investissements¹⁰.

Cependant nous verrons par la suite que les procédures administratives sont longues et complexes, avec des risques nombreux de non aboutissement. Une augmentation raisonnable des tarifs n'entraînerait donc probablement pas de changement significatif dans le nombre de projets, puisque l'incertitude demeurerait. En d'autres termes, et nous étayerons cet argument par la suite, l'obstacle principal n'est pas là¹¹.

L'augmentation des tarifs peut en outre poser un problème de rente. En effet, en l'état, le temps de retour sur investissement est long par rapport à d'autres investissements. Mais intrinsèquement, il ne l'est pas compte tenu de la

¹⁰ Entretien avec Xavier Casiot

¹¹ Entretien avec Olivier Roussel

durée de vie du projet. Une fois amorti l'amortissement, comme on l'a dit, on produit donc une énergie très peu coûteuse. En ce sens, l'augmentation des tarifs réduirait le temps de retour sur investissement, et après amortissement, créerait une rente qu'on pourrait juger indue pour les producteurs. On peut donc se demander si c'est là une solution très enviable.

Enfin, on peut se demander si un système de marché de certificats verts ne serait pas plus adapté à ce type d'énergie¹². Le fait que l'Italie soit le premier pays européen pour la petite hydraulique (en capacité et en production) peut en effet le laisser penser : de fait, en Italie, la petite hydraulique bénéficie du marché des certificats verts mais pas de tarifs d'achat au-delà de 1 MW. Pour les centrales en dessous de cette puissance, les producteurs ont le choix. Il faut noter toutefois que le tarif qui leur est proposé (220 €/MWh) est bien supérieur au tarif français.

3.5 Le problème des externalités

Pour conclure sur les aspects économiques, évoquons brièvement la question des externalités. La micro-hydroélectricité en a en effet de nombreuses, qu'il est difficile de quantifier en terme économique. En particulier, elle permet :

- d'éviter, dans une certaine mesure, des émissions de CO₂
- de générer des économies de réseau
- de faciliter la reconstitution du réseau en cas de coupure (elles redémarrent en effet sans apport d'électricité, et sont donc les premières installations à redémarrer)

En plus de ces externalités positives il faut noter une externalité négative : les aléas météorologiques conduisent à des écarts de productions. Pour les installations sur le Rhône, on constate jusqu'à 10 % d'écart par rapport à la puissance prévue. Un bon système de prévision hydro-météo permet de les limiter en moyenne à 3 %.

Il est difficile d'évaluer le coût ou le gain de ces externalités. Elles sont pourtant cruciales pour bien mesurer l'intérêt de la filière. Le rapport Dambrine [1] propose les chiffres suivants :

- externalité carbone : + 10 à 23 €/MWh
- économie de réseau : + 3 à 10 €/MWh
- aléa météorologique : - 1 à 3 €/MWh

Il faut noter que la non-émission de CO₂, dans le paysage français, est en un sens plus le fait de l'hydraulique de pointe, puisque en base l'hydraulique est une alternative au nucléaire. Elle est donc liée à une autre externalité positive pour les installations de stockage : la valeur de la modulation (c'est-à-dire le fait de pouvoir répondre rapidement à la pointe ou l'extrême pointe) mais l'on peut s'interroger sur la pertinence de sa prise en compte pour la petite hydraulique.

Les deux autres externalités sont prises en compte dans les tarifs, notamment la question des aléas météorologiques via la prime de régularité. En ce sens, les tarifs reflètent bien ces externalités, ou pour le moins, leur existence.

¹² Cette remarque reste purement théorique dans la mesure où il n'est bien sûr pas question de créer un tel marché uniquement pour la filière

4. Aspects stratégiques et environnementaux

4.1 La petite hydroélectricité, une énergie à valoriser

La petite hydroélectricité est avant tout une énergie renouvelable avec toutes les qualités que cela sous-tend, puisqu'il s'agit d'une forme de production d'énergie répondant aux trois critères fixés dans la définition généralement admise pour les énergies renouvelables : pérennité des ressources, respect de l'environnement (moyennant certaines précautions), possibilité de production délocalisée (contribue à une certaine indépendance énergétique).

Les principaux avantages énergétiques et environnementaux de cette énergie sont les suivants¹³ :

- c'est une ressource **renouvelable**. En effet l'eau utilisée est toujours intégralement restituée.
- c'est une ressource **locale**, et donc stratégique pour les questions d'indépendance énergétique.
- elle n'est généralement **pas émettrice de gaz à effet de serre** (GES). C'est toujours vrai pour les ouvrages "au fil de l'eau" (sans stockage) en revanche, sous certaine condition, les barrages peuvent au contraire émettre plus de GES qu'une centrale à charbon de puissance équivalente : c'est le cas au Brésil du barrage de Balbina, qui a inondé 2 500 km² de forêt amazonienne, occasionnant la décomposition de la matière organique ainsi piégée, et donc l'émission de CO₂ et surtout de méthane en grande quantité [6]. De telles situations relèvent toutefois aujourd'hui de la mauvaise pratique, et peuvent facilement (mais pas gratuitement) être évitées en déboisant avant de construire le barrage.
- elle n'est **pas intermittente**, contrairement à l'énergie solaire et l'énergie éolienne. La production hydraulique varie bien entendu suivant des cycles saisonniers, les cours d'eau pouvant être diminués l'été ou au contraire renforcés par la fonte de glaciers. La pluviométrie a, plus encore, une influence forte sur cette même production. Mais il est important de noter qu'il est plus facile, dans l'état de l'art actuel, de prévoir à l'avance les débits des cours d'eau que les vents. En outre, les sites équipés ne sont normalement jamais "à sec", il s'agit donc tout au plus de fluctuation de la production et non d'intermittence à proprement parler.

A ces qualités, il faut opposer les principaux inconvénients¹⁴ suivant concernant les ouvrages au fil de l'eau, dont nous allons plus spécifiquement traiter :

- elle **détourne l'eau**, même si elle ne la consomme pas.
- elle **peu perturber les écosystèmes**. En particulier, pour les ouvrages au fil de l'eau, des débits minimaux doivent être assurés pour ne pas entraîner la destruction de la faune aquatique.
- elle **entre en compétition avec les autres usages de l'eau** : eau potable, irrigation pêche... Pourtant, des activités nouvelles peuvent aussi être développées à l'occasion de construction d'ouvrage de production d'hydroélectricité, notamment le nautisme.

¹³ Nous n'aborderons pas ici l'une des grandes qualités de l'énergie hydraulique : c'est l'unique façon efficace aujourd'hui de "stocker l'électricité". En effet, il s'agit alors essentiellement de Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), type de station qui n'entre pas dans le cadre de ce dossier.

¹⁴ Pour les grands barrages et ouvrages de stockage s'ajoute évidemment la question de l'espace occupé par les lacs artificiels. Certains noteront également les dangers représentés par les failles de ses barrages : Jean-Marc Jancovici [11] remarque par exemple que les barrages en Europe ont causé plus de mort que l'accident de Tchernobyl suite aux accidents de Malpasset-Fréjus en 1959 et Vajont-Longarone en 1963.

4.2 Une vraie énergie renouvelable

On se pose souvent la question du caractère réellement renouvelable des énergies. On a longtemps reproché aux panneaux photovoltaïques de consommer plus d'énergie pour leur conception qu'ils n'en rendaient par la suite, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui. Qu'en est-il pour la petite hydraulique ? Le Tableau 5 représente les facteurs de gains de différentes centrales et, pour comparaison, d'autres installations renouvelables. Rappelons que le facteur de gain est le rapport de l'énergie produite durant la vie du moyen de production sur l'énergie nécessaire à sa fabrication et à sa gestion (destruction, recyclage) en fin de vie [3].

Tableau 5 : Facteurs de gains

Facteurs de gain de quelques petits aménagements hydro-électriques	
Petite centrale hydraulique turbinant les eaux d'une rivière (Obermühle, Baar)	130
Centrale à haute chute (Champagna, Samedan)	188
Centrale turbinant l'eau potable (Buechetsmatt, Sarnen)	538

(Source: bilans énergétiques DIANE)

Facteurs de gain d'autres installations fonctionnant avec des énergies renouvelables	
Petite installation éolienne (Simplon)	30
Petite installation photovoltaïque (modèle 1995)	6

(Source: OFEE, 1995)

Pour les autres énergies, les chiffres plus récents situent le facteur de gain de l'éolien plutôt entre 40 et 80 et celui du solaire peut se hisser jusqu'à 9 [19]. Ces facteurs sont amenés à évoluer rapidement au vu des efforts de R&D dans ce domaine, cela étant, ils ne sont pas du même ordre de grandeur que pour la micro-hydroélectricité et il y a peu de chance qu'ils rattrapent rapidement ce retard.

4.3 Une énergie sans CO2

Concernant les émissions de gaz à effet de serre, problème environnemental majeur et très actuel à l'échelle mondiale, la petite hydroélectricité n'a recours à aucune combustion, et ne dégage aucun oxyde (en particulier, par de CO₂). De plus, comparativement à l'hydroélectricité qui utilise des barrages, donc des retenues d'eau, créant ainsi du méthane et donc du dioxyde de carbone, la microhydroélectricité n'a pas cet inconvénient. Cette analyse courante doit cependant être nuancée, puisqu'on ne prend pas en compte tout le cycle de vie de la centrale (notamment construction et déconstruction) mais seulement l'exploitation. Cependant on a vu dans la section précédente que le bilan énergétique sur tout le cycle de vie était largement positif. Comme les émissions de CO₂ pour ces ouvrages sont principalement si ce n'est exclusivement le fait des consommations énergétiques, le bilan global d'émissions de GES est nécessairement positif lui aussi tout au long de la vie de la centrale, comme illustré sur le tableau ci-dessous.

Tableau 6 : Analyse CO₂ de la construction à la déconstruction [3]

Emissions de polluants atmosphériques de différents types de centrales en Europe (UCPTE ² , état 1990)			
	CO ₂	SO ₂	Particules
	[kg/GWh d'énergie électrique produite]		
Electricité d'une centrale thermique à lignite UCPTE	1'335'524	13'045	928
Electricité d'une centrale oléothermique UCPTE	825'768	8'494	349
Electricité d'une centrale au fuel-gaz UCPTE	884'992	210	58
Electricité d'une centrale nucléaire UCPTE	12'977	90	26
Electricité d'une usine à accumulation UCPTE	4'010	12	8
Electricité d'une usine hydro-électrique au fil de l'eau UCPTE	3'529	9	7
Régime électrique UCPTE ³	493'276	2'970	355

(Source: Ökoinventare für Energiesysteme, 1996⁴)

Pour ces différentes raisons, la petite hydroélectricité constitue une source d'électricité très utile dans la conquête des objectifs définis par la directive européenne en termes de production énergétique d'origine renouvelable. L'importance de la valorisation des énergies renouvelables est soulevée dans la directive européenne pour la promotion de l'électricité d'origine renouvelable (septembre 2001), plaçant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelable au premier rang des priorités de la Communauté.

Dans ce cadre, l'objectif fixé pour la France est de 21% de consommation intérieure brute d'origine renouvelable d'ici 2010 (contre 15% en 1997). Non émettrice de CO₂, la petite hydroélectricité constitue donc une solution doublement intéressante pour répondre aux objectifs européens de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

4.4 Problèmes environnementaux causés par l'installation d'une petite centrale hydroélectrique, mesures correctives et compensatoires

Le blocage environnemental lié aux petites centrales hydroélectriques ne vient donc pas de ses émissions, mais de problèmes d'aménagements du territoire d'une part, et de multi-usage de l'eau d'autre part : impact paysager, modification de l'écosystème local, modifications dans les usages de l'eau pour d'autres acteurs, etc.

La petite hydroélectricité, puisqu'elle utilise l'eau comme ressource première, pose donc le problème de la gestion de cette ressource, vis-à-vis des autres usagers de la rivière. La principale difficulté réside dans l'arbitrage que l'on peut faire entre ces différents acteurs, compte-tenu des différents impacts que peut avoir l'installation d'une PCH sur un cours d'eau. Ces impacts sont sommairement résumés ici, et l'on constate déjà l'ampleur des problèmes et oppositions à envisager lors de l'aménagement d'un tel projet.

- Impact sur les milieux aquatiques :
 - modification de la qualité de l'eau (produits d'entretien des turbines et huiles déversées, par exemple, suivant la typologie des génératrices (synchrones/asynchrones) obligations des centrales d'injecter du réactif dans le réseau)
 - modification de l'écosystème local et du patrimoine piscicole (notamment, préservation et la gestion des poissons migrateurs)
- Impact sur les humains :
 - diminution ou suppression de la navigabilité des cours d'eau
 - mortalité, accidents animaux et humains, accès aux berges et baignade

- nuisances sonores (notamment en cas de proximité de l'habitat avec les équipements de production)
- Impact paysager et patrimonial (caractère peu réversible des modifications introduites)
 - notamment si le projet s'insère dans un site et un paysage sensible : parc naturel régional, site inscrit ou classé, espace soumis à une directive paysagère, etc.

Les aspects environnementaux sont donc aujourd'hui une donnée essentielle pour la réussite d'un projet. Cependant, l'appréciation des impacts devrait être générale et envisager autant les impacts positifs à l'échelle globale (effet de serre et pollution atmosphérique évités) que les impacts à l'échelle locale.

Dans la plupart des cas, suite à de nombreuses polémiques locales, des précautions et des solutions techniques sont envisagées aujourd'hui, permettant de limiter fortement l'impact des PCH sur l'environnement local.

On possède aujourd'hui sur les PCH un recul et un retour d'expérience de plusieurs décennies, qui permettent d'avoir des solutions techniques performantes. En particulier, pour garantir la libre circulation des poissons, des échelles voire des ascenseurs à poissons sont installés et permettent aux poissons migrateurs de franchir les barrages. Plus de 800 passes à poissons ont été construites en France ces vingt dernières années. Il faut remarquer que cela n'est pas sans coût : une passe à poissons peut représenter de 5 à 20% du coût global de l'aménagement (15 k€ en moyenne) [5].

D'autres types de bonnes pratiques sont mises en places, comme la création de biotopes, le retrait et la gestion des détritiques flottants... [3] Cependant, ce type de solutions satisfait rarement les opposants aux projets, et de nombreuses réglementations à ce propos sont venues compléter les solutions techniques apportées.

Au niveau national, le contexte législatif et réglementaire incluant l'impact environnemental concerne principalement les lois :

- **sur la protection de la nature** (1976) : Conformément à cette loi, les constructions de PCH sont soumises à une étude d'impact, qui constitue un dossier fondamental dans la procédure d'instruction.

- **sur la pêche** (1984), qui définit la situation du cours d'eau concerné (rivière réservée, rivière classée...) et y introduit la notion de débit réservé suffisant pour garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces piscicoles. Cette loi, en instaurant beaucoup de rivières classées, a considérablement réduit le potentiel exploitable en microhydroélectricité (l'instauration de "débits réservés" a entraîné une perte de 1,4 TWh soit 2% de la production) [1].

- **sur l'eau** (1992), avec notamment l'intervention des SDAGE : la gestion de l'eau est planifiée au niveau de chaque bassin hydrographique par un document d'orientation opposable à l'Etat, ses établissements publics et les collectivités territoriales (SDAGE et SAGE)

- **PLEMA** (Projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques, 2005) cherchant à concilier production hydroélectrique et amélioration de l'écologie des milieux aquatiques, diminuant notamment la valeur du débit minimal d'un cours d'eau.

A ces lois nationales s'ajoutent la réglementation européenne, avec notamment la mise en place progressive ces dernières années du réseau Natura 2000 et la parution de la **directive cadre sur l'eau** de novembre 2000, qui fixe des objectifs de résultats quant au bon état des eaux en 2015.

A noter notamment, l'importance de l'enquête publique obligatoire pour tout projet, conçue comme un instrument de défense de l'environnement au service de la démocratie locale.

4.5 Réduction du potentiel engendrée - rupture environnementale

Comme nous l'avons remarqué, la prise en compte des contraintes environnementales est loin d'être anodine dans l'analyse du potentiel de la petite hydroélectricité. Selon une analyse réalisée dans le rapport Dambrine, sur quelques bassins types en incluant les principales contraintes à prendre en compte, cela entraînerait une réduction du potentiel technique (tout type de centrale hydraulique confondu) de 28,4 à 13,4 TWh, ce que montre la Figure 11.

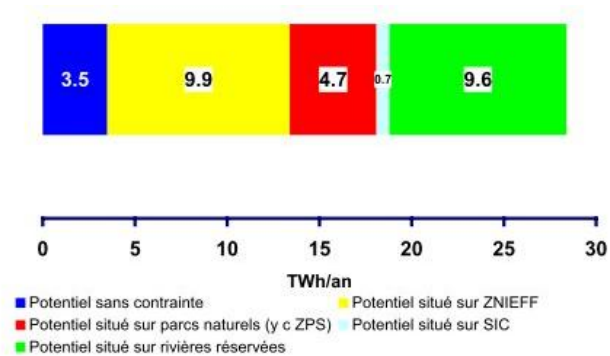


Figure 11 : répartition du potentiel suivant les contraintes environnementales potentielles sur un total de 28,4 TWh [1]

5. Aspects réglementaires / politiques

En France, les aspects règlementaires et administratifs sont lourds de contraintes pour celui qui envisage de construire une PCH. Pour obtenir une autorisation d'exploitation, il faut en général compter entre 4 et 6 ans, en supposant que l'on arrive à outrepasser les nombreux obstacles potentiels et à obtenir toutes les autorisations nécessaires. Actuellement, un peu moins d'une dizaine d'autorisations sont délivrées par an, essentiellement pour des rénovations, face à la difficulté et aux risques élevés de voir son projet requalifié.

5.1 Lois générales

Nous avons déjà abordé dans le paragraphe précédent une grande partie des aspects règlementaires concernant la petite hydroélectricité en tant qu'énergie renouvelable, et régie en tant que telle. Nous résumerons donc de façon très brève les deux principales lois à ce sujet.

Loi du 13 juillet 2005 (loi POPE)

Elle fixe les orientations de la politique énergétique française et prévoit, en particulier, des dispositifs pour la microhydroélectricité, favorisant par exemple l'implantation d'équipements hydroélectrique destinés à turbiner le débit minimal d'eau en faisant bénéficier l'électricité ainsi produite de l'obligation d'achat, c'est donc plutôt une simplification pour les projets microhydroélectriques.

Programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production électrique et de chaleur (2009)

Elles constituent les règles plus pratiques de mise en œuvre des objectifs du Grenelle de l'environnement et du paquet énergie-climat, en redéfinissant les objectifs. Concernant la petite hydroélectricité, elles insistent surtout sur l'amélioration de l'insertion environnementale des installations, qui, induisant une diminution de la production du parc installé, suppose le développement de nouveaux projets respectant les nouvelles contraintes.

5.2 Lois et autorisations spécifiques à l'hydroélectricité

Concernant la petite hydroélectricité de façon spécifique, plusieurs types de réglementations sont à considérer, selon les différents aspects qu'elle revêt :

- Le droit d'utilisation de l'énergie hydraulique
- Le droit de l'environnement (voir partie 4.2.)
- Les autres procédures (notamment l'enquête publique)

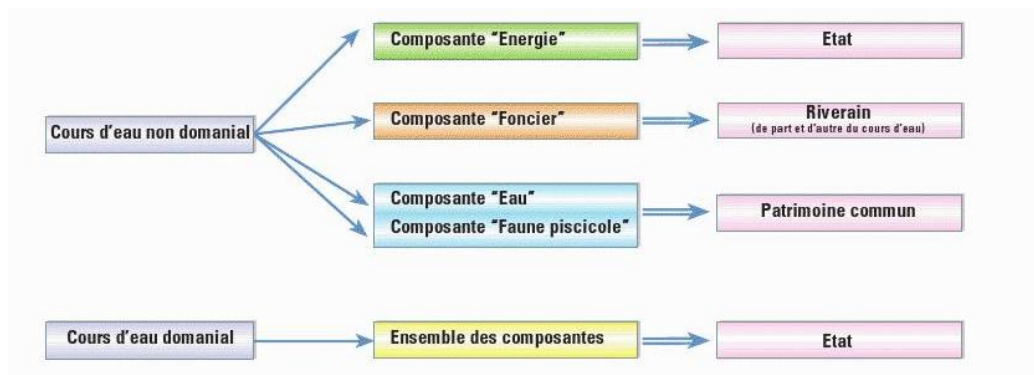


Figure 12 : les composantes d'un cours d'eau [5]

La réglementation relative à la petite hydroélectricité est directement dépendante des lois de 1919 sur l'énergie hydraulique, de 1946 et 1949 sur la nationalisation de l'électricité, et de 2000 sur la modernisation du service public de l'électricité.

Loi de 1919 (modifiée par la loi de 1980 relative aux économies d'énergie) : utilisation de l'énergie hydraulique

L'hydroélectricité est régie par la loi du 16 octobre 1919, qui indique que la force motrice de l'eau est propriété de l'Etat. [1]

- **Régime de l'autorisation** : puissance < 4,5 MW

Ce régime concerne surtout les producteurs autonomes, c'est le plus fréquent. L'étude est menée par la police des eaux, et à l'expiration du délai d'autorisation (durée maximale de 75 ans, avec possibilité de renouvellement), le producteur doit rétablir la libre circulation des eaux ou céder son installation à l'Etat avec versement d'une indemnité par ce dernier.

Démarche administrative d'instruction de la demande d'autorisation :

La mise en œuvre d'un projet de PCH requiert une autorisation qui se fait par la constitution d'un dossier assez conséquent, et les démarches pour ce faire sont nombreuses, fastidieuses (à l'image du droit qui les encadre) et très exigeantes. Généralement, la démarche prend environ un an¹⁵, avec beaucoup de risques de ne pas aboutir. D'autre

¹⁵ Entretien avec Olivier Roussel

part, une fois l'arrêté d'autorisation délivré par le préfet, il existe un délai de 4 ans qui correspond au droit de recours des tiers, pendant lequel le projet peut encore être remis en question, suite, par exemple, aux résultats de l'enquête publique, qui peut aboutir à une requalification des travaux, et pendant laquelle il est donc extrêmement risqué de démarrer les travaux, sachant que ce droit est souvent exercé par les acteurs locaux.

- **Régime de concession** : puissance > 4,5 MW

Le droit d'utiliser la puissance de l'eau appartient à l'Etat. Ce régime concerne généralement les gros producteurs. La durée maximale de la concession est fixée à 75 ans, renouvelable par tranches de 30 ans, et l'installation fait retour à l'Etat en fin de concession.

Dans tous les cas (autorisation ou concession), le régime est délivré par la préfecture à la suite d'une enquête publique et d'une instruction administrative.

- **Installations fondées en titre** (souvent d'anciens moulins) et **rénovation** d'anciennes installations

Elles sont exploitées conformément à leur titre d'origine, indépendamment de la loi de 1919, et les contraintes sont toutes autres. En effet, l'exploitation est théoriquement déjà légalisée, et possède un droit d'usage de l'eau. Il faut donc rechercher dans des archives les documents relatives à ce droit.

Lois de 1946 et 1949 sur la nationalisation de l'électricité

EDF y acquiert le monopole de la distribution électrique et de la production, sous réserve de certaines dérogations.

Loi de 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Elle fixe des objectifs de production par source d'énergie primaire, par technique de production et par zone géographique, en accentuant les productions décentralisées et les technologies nouvelles. Elle accorde une place croissante aux énergies renouvelables, par des outils comme l'obligation et les tarifs d'achats par EDF.

Autres lois :

Rappelons quelques unes des lois importantes concernant le droit de l'environnement, que nous avons évoqué dans les aspects environnementaux, lois qui sont prises en compte dans les exigences du dossier de demande d'autorisation d'une PCH : les lois modifiées de 1919, de 1976 (sur la protection de la nature), de 1983 (sur la démocratisation des enquêtes publiques), de 1992 (sur l'eau).

Enfin, la loi de 1983 (relative à la démocratisation des enquêtes publiques) impose à tout porteur de projet d'une PCH de soumettre celui-ci à une enquête publique (pour les ouvrages de plus de 500 kW).

5.3 Contrats avec EDF

La tarification et la nature des contrats d'achat d'électricité par EDF, sous différents modes d'obligation d'achat, résulte d'un ensemble très complexe. Ces différents contrats sont a priori faits pour favoriser le développement de la petite hydroélectricité, et encore plus suite aux différentes lois que nous avons citées sur les engagements de la France.

Outre les lois d'obligation d'achats d'électricité produite par énergie renouvelable, les contrats d'achats les plus récents que nous avons retenus sont les suivants :

Contrats H01 : L'arrêté du 25 juin 2001 fixe les nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite par les PCH, il est la base du contrat qui engage le producteur autonome et EDF.

Contrats H97 / 07 : Les anciens contrats H97 s'arrêtent le 12/10/2012. Pour les remplacer, les nouveaux contrats H07 sont applicables à toute centrale ayant été mise en service après le 22 avril 2007, ou ayant été rénovée avec un investissement de 800€/kW installé (pour une puissance inférieure à 100 kW). Concernant les petites centrales sous contrat H97, il y a donc possibilité de basculement vers un contrat H07 (beaucoup plus intéressant qu'un contrat H01), sous condition d'investissement. Bien qu'à l'origine conçus pour favoriser le développement de la petite hydroélectricité, le problème, selon Philippe Guinot, réside dans le fait que les centrales sous H97 tournent très bien, et leurs propriétaires n'ont donc pas de raison d'investir, et surtout pas vraiment les moyens. D'ici peu, on risque donc d'assister à une rupture de marché, avec un remaniement des acteurs, et notamment un rachat par les plus grosses entreprises, ou bien des regroupements entre producteurs indépendants.

6. Conclusion : quel potentiel ?

6.1 Des capacités saturées ?

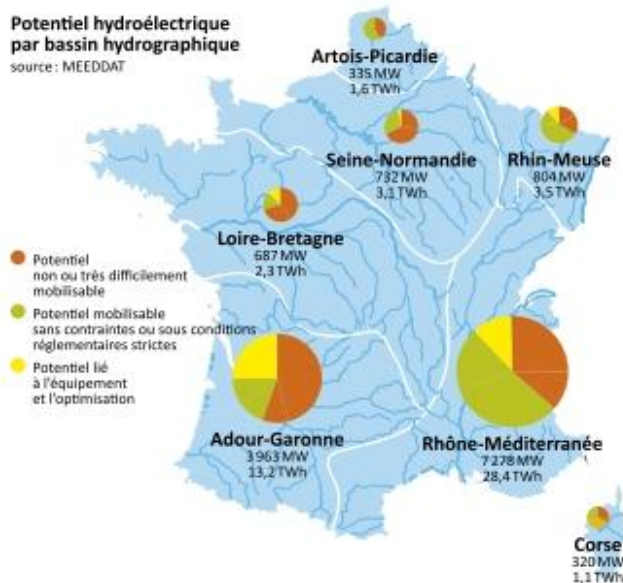


Figure 13 : les différents potentiels hydroélectriques

Comme nous l'avons vu tout au long de ce rapport, la notion de capacités saturées est très relative. Cela est assez bien illustré par la carte Figure 13 qui représente (grande hydraulique incluse) la division du potentiel technique suivant (notamment) qu'il soit exploitable ou non.

On voit sur la carte qu'il existe un vrai potentiel, même en métropole, pour l'énergie hydraulique. Le potentiel technique est cependant loin d'être entièrement exploitable, soit pour des raisons économiques soit pour des raisons environnementales et réglementaires.

Dans ce rapport, nous avons montré comment ce potentiel était réduit par toutes ces considérations. Partant d'un potentiel technique de 28,4 TWh, le rapport Dambrine aboutit à 13,4 TWh seulement, soit moins de la moitié. Toujours selon ce rapport,

7 TWh seraient accessibles à l'horizon 2015, dont 2,7 TWh en petite ou très petite hydraulique. Si l'on compare au potentiel technique (23,4 TWh en grande hydraulique et presque 5 TWh en petite) il apparaît donc clairement que notre présupposé n'était pas infondé : le potentiel restant la petite hydraulique semblent être beaucoup plus facile à mettre en œuvre que celui de la grande hydraulique.

Notons que produire les 2,7 TWh de petite hydroélectricité implique de réaliser l'ensemble du potentiel de la très petite hydroélectricité. On serait alors, de fait, à saturation y compris techniquement. Pour ce qui est de la petite hydraulique, cela reviendrait à réaliser un peu plus de la moitié du potentiel qui est, rappelons-le, de 20% de la production actuelle.

Enfin, la rénovation a également un rôle à jouer. L'ADEME fixe à l'horizon 2010 un objectif d'augmentation de la puissance installée de 200 à 300 MW en rénovant et optimisant les ouvrages existants.

6.2 Les attentes pour l'avenir

Si l'on se tient aux Programmations Pluriannuelles des Investissements de production électrique, force est de constater que le potentiel global de 7 TWh ne sera pas atteint¹⁶. La PPI pour la période 2005-2015 part des mêmes perspectives que le rapport Dambrine (en cours de rédaction au moment de l'établissement de la PPI), et retient l'ordre de grandeur d'un potentiel total de 100 TWh contre 70 TWh productible : on retrouve donc bien en ordre de grandeur les 28,4 TWh de potentiel technique restant. En l'attente de plus d'éléments, la PPI conclut frileusement : *"La PPI 2006 retient les fourchettes de développement suivantes : entre 0 et + 4 TWh en 2010, entre 0 et + 7 TWh en 2015"* [13].

Trois ans plus tard, la PPI 2009 prend des positions très mesurées par rapport au rapport Dambrine. Partant du même productible (c'est à dire que l'on peut négliger les éventuelles nouvelles capacités entre 2005 et 2009) la PPI dégage deux scénarios issus du rapport du COMOP 10 du Grenelle de l'Environnement [18]. L'un est analytique, partant des projets existants, et aboutit à une augmentation de 2 TWh de l'énergie hydraulique, l'autre est volontariste et aboutit à 7 TWh (on retrouve donc le potentiel identifié par le rapport Dambrine, avec un retard de 5 ans dans les échéances). La PPI conclut : *"L'hydroélectricité est la première source d'électricité d'origine renouvelable et constitue, par ses qualités intrinsèques, un élément essentiel du système électrique. L'amélioration de l'insertion environnementale des installations réduira la production du parc installé et suppose donc le développement de nouveaux projets. La PPI retient un objectif d'augmentation de l'énergie produite de 3 TWh/an"* [14]. Derrière un discours très favorable à l'hydroélectricité, l'objectif visé paraît décevant voire très décevant, et s'approche nettement plus du scénario "analytique" que "volontariste". S'il n'est pas possible de distinguer l'avenir de la petite hydraulique par rapport à celui de la grande dans cet objectif, il reste très probable que cela limite considérablement son développement par rapport au potentiel horizon 2015 identifié dans le rapport Dambrine¹⁷.

En outre, selon l'ADEME, il faudrait développer un productible de 4 à 5 TWh supplémentaire (par rapport à 2003) rien qu'en petite hydraulique à l'horizon 2020 pour rentrer dans les objectifs de la directive européenne sur les énergies renouvelables [5], autrement dit il faudrait exploiter tout le potentiel. De ce point de vue, la PPI laisse augurer des difficultés à remplir les objectifs à moins de compensation avec les autres énergies renouvelables.

6.3 Les préconisations prioritaires

Malgré un contexte actuel qui paraîtrait très favorable à une telle énergie avec les qualités qu'elle comporte, les principales difficultés qui peuvent en entraver le développement sont, on l'a vu, à la fois technico-économiques,

¹⁶ Il n'existe pas de différenciation entre petite et grande hydraulique dans ces rapports

¹⁷ Il est intéressant de remarquer que la même PPI, dans sa conclusion, vise un objectif de 3000 MW supplémentaire pour les STEP (horizon 2020) quand le rapport Dambrine n'en identifiait que 2000 MW (horizon 2015). Le principal intérêt reconnu à l'hydraulique semble donc être le rôle à jouer dans les phénomènes de pointe, pour lequel il existe en revanche une volonté forte de trouver des solutions. Si ce rôle de stockage d'électricité est clairement l'un des grands atouts de l'hydraulique, nous avons montré dans ce rapport que ce n'était pas le seul.

environnementales et surtout, lenteurs administratives et procédurales. La période actuelle se situe donc dans un contexte de rupture face à la perspective historique qui s'offrait, et ce à plusieurs niveaux : une rupture contractuelle d'une part (apparition des nouveaux contrats H07), environnementale, par le contexte international actuel, mais aussi technologique, avec la grande avancée que représente la turbine VLH. Quels sont les leviers à mettre en place pour favoriser un développement de la petite hydroélectricité en adéquation avec ces constatations ?

L'ADEME propose plusieurs mesures de relance pour rehausser la production hydroélectrique française, comme intensifier les activités de R&D, mener des procédures d'aide à la décision et d'aides financières pour les PCH innovantes. Il s'agit surtout de propositions de mesures de communication pour faire face aux nombreuses critiques entachant la petite hydroélectricité, et ainsi mettre en avant ses atouts.

Le rapport Dambrine, quant à lui, souligne plusieurs axes prioritaires d'amélioration, plus volontaristes. Outre l'analyse du potentiel local par les DRIRE, et une meilleure coordination des concessions, il faudrait surtout de réaffirmer la volonté politique de faciliter les procédures d'instruction, et d'utiliser les qualités de l'hydroélectricité pour une action globale face aux enjeux énergétiques actuels, malgré son caractère local et à petite échelle, en favorisant la coordination des installations notamment. D'autre part, ce rapport promeut les évolutions technologiques à favoriser en priorité, en R&D surtout, avec pour priorité des installations "durables". Enfin, les tarifs d'achats doivent permettre aux plus petites centrales de n'être pas exclues du dispositif, pour poursuivre la promotion de ce type d'énergie. Le rapport élaboré par le comité opérationnel (Comop) du plan de développement des énergies renouvelables propose quant à lui, mise à part un développement en R&D important, plutôt des mesures administratives.

Comme nous pouvons le constater, les recommandations s'avèrent assez différentes selon les organisations ou experts qui les réalisent. Au vu des avis des différents opérationnels que nous avons rencontré, ainsi que des recherches documentaires effectuées, si l'importance des avancées en R&D est soulevée dans la plupart des avis émis, il nous est apparu qu'une simplification des procédures d'autorisation serait sans nul doute favorable à un développement de la petite hydroélectricité dans les années à venir. En effet, face à l'importance des obstacles et des investissements à réaliser par ailleurs, la lourdeur et la complexité des procédures à suivre sont certainement à l'origine du peu d'autorisations délivrées chaque année, et par là même du faible développement de la filière à l'heure actuelle. Il est paradoxal que 4 ans après l'autorisation du projet, celui-ci soit encore menacé par le recours des tiers, alors même que le projet a donné lieu à une enquête publique laissant à chacun le temps de se manifester : réduire ce temps de recours serait à soi seul une piste. La R&D peut améliorer les performances environnementales et une meilleure communication les rendre plus évidentes à tous, mais selon nous, c'est seulement après avoir ôté les barrières administratives que nous venons d'évoquer que les autres leviers peuvent faire sens. En particulier, relever les tarifs d'achat ne nous semble pas prioritaire.

La petite hydraulique est une filière extrêmement fragile et très dépendante de la volonté politique. La mouvance du Grenelle n'a, selon les producteurs, pas beaucoup changé la donne – ni favorablement ni défavorablement – et n'a pas donnée de garantie particulière. La PPI semble peu volontariste pour la filière et laisse peu augurer d'un développement rapide pour rejoindre le potentiel technique. Faut-il le déplorer ? Tout est une question de priorité et de consensus dans les usages de l'eau, et il n'y a à ce titre pas forcément de bonne ou de mauvaise stratégie. Si, à court terme, les tentatives de compromis favorables à la filière semblent trop mal adaptées ou pas assez volontaristes, il n'est pas impossible que l'avancée des problématiques énergétiques et climatiques aboutissent à moyen terme à des mesures qui dynamiseront davantage la filière.

Bibliographie et remerciements

Pour réaliser ce rapport, nous avons pu nous entretenir avec différentes personnes que nous souhaitons remercier tout particulièrement.

- Olivier Roussel, ENER green
- Philippe Guinot et Envinergy
- Xavier Casiot, France Hydro Electricité

Références principales

- [1] Fabrice DAMBRINE, *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, mars 2006
- [2] Direction Générale de l'Energie et du Climat, *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique*, 2008
- [3] Louis VON MOOS, Hanspeter LEUTWILER, *Aperçu général sur les petites centrales hydrauliques, Aspects économiques et écologiques*, 1997, éd. Office fédéral de l'énergie, Berne, Publication du programme Suisse Diane
- [4] P. FRAENKEL, "Small hydro power", in : EUREC Agency, *The Future for Renewable Energy 2 - Prospects and directions*, (p.65-78) James & James (Science Publishers) Ltd, 2002
- [5] ADEME, Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité, Mars 2003
- [6] Jim GILES, "Methane quashes green credentials of hydropower", in *Nature*, 29 novembre 2006
- [7] Raymond CHENAL, Aline CHOUNOT, Vincent DENIS et Norbert TISSOT, "Small Hydropower", in *Renewable Energy Technologies* de Jean-Claude SABONNADIÈRE, éd. John Wiley & Sons, 2009
- [8] Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Les énergies renouvelables en France 1970-2005, Observatoire de l'Économie de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'Énergie – Juin 2006, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie
- [9] 9° bilan Eurobserv'ER Etat des énergies renouvelable en Europe, édition 2009
- [10] Paul BREEZE, *Power generation technologies : evaluating the cost of electricity*, Financial Times Business Ltd, 1998
- [11] Jean-Marc JANCOVICI, L'hydroélectricité, tout beau tout propre ?, www.manicore.com, avril 2006
- [12] Turbine VLH, <http://www.vlh-turbine.com/FR/php/Accueil.php>
- [13] Rapport au Parlement, *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, Période 2005 - 2015*, Juin 2006
- [14] Rapport au Parlement, *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, Période 2009 - 2020*
- [15] Syndicat des Energies Renouvelables, *L'hydroélectricité : les chiffres en France et dans le monde*
- [16] Syndicat des Energies Renouvelables, *L'hydroélectricité : les perspectives de développement*
- [17] www.france-hydro-electricite.fr
- [18] Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale 2008-2012-2020, Rapport final du COMOP 10 du Grenelle de l'environnement
- [19] *Impact écologique des installations solaires et éoliennes*, Office Fédéral de l'Energie, Berne, 2001