

# 7 fiches sur l'hydroélectricité

Par **Jacques Pulou,**

Membre du directoire du réseau eau et milieux aquatiques de FNE

Vice-Président du Comité de Bassin Rhône Méditerranée (sous-collège des usagers non économiques : APNE, Consommateurs, APPMA, Loisirs aquatiques)

Ces 7 fiches constituent des versions légèrement modifiées de celles qui ont été utilisées lors de la table ronde organisée le 4 avril 2019 par la mission sur les freins à la transition énergétique et présidée par M. Julien Dive, président, et dont M. Bruno Duvergé est le rapporteur

## **Plan**

**FICHE 1 : La situation alarmante de nos cours d'eau et le rôle de l'hydroélectricité dans cet état**

**FICHE 2 : Le développement de l'hydroélectricité joue un rôle marginal dans la transition écologique**

**FICHE 3 : Les anciens moulins comme centrales hydroélectriques ?**

**FICHE 4 : Les deux hydrauliques et leur rôle dans la transition écologique**

**FICHE 5 : Les perspectives climatiques et sociétales**

**FICHE 6 : Les concessions hydroélectriques**

**FICHE 7 : Que peut-on faire d'intelligent en matière d'hydroélectricité ?**

## FICHE 1 : La situation alarmante de l'état de nos cours d'eau et le rôle de l'hydroélectricité dans cet état.

L'état des lieux préalable<sup>1</sup> au SDAGE 2022-2027 (3<sup>ème</sup> et dernier cycle de la DCE<sup>2</sup>) font craindre un écart important par rapport à l'objectif de bon état de nos cours d'eau.

74% des cours d'eau du bassin Rhône Méditerranée pourraient ne pas atteindre le « bon état » prescrit par la DCE et le tableau ci-dessous indique les pressions qui en sont à l'origine.

PRESSIONS SUR LES COURS D'EAU	Pressions sur la qualité des eaux				Pressions sur l'hydromorphologie et la continuité			
	Nutriments urbains et industriels	Nutriments agricoles	Pesticides <sup>3</sup>	Substances dangereuses (Hors pesticides)	Prélèvements d'eau	hydrologie : prélèvements, éclusées, dérivations...	Morphologie	Altérations continuité écologique et sédimentaire <sup>4</sup>
Proportion de cours d'eau	<b>23%</b>	<b>12%</b>	<b>28%</b>	<b>10%</b>	<b>22%</b>	<b>31%</b>	<b>53%</b>	<b>39%</b>
Rang de la pression par nombre de cours d'eau impactés	<b>5<sup>ème</sup></b>	<b>7<sup>ème</sup></b>	<b>4<sup>ème</sup></b>	<b>8<sup>ème</sup></b>	<b>6<sup>ème</sup></b>	<b>3<sup>ème</sup></b>	<b>1<sup>er</sup></b>	<b>2<sup>ème</sup></b>

Ce tableau témoigne d'un fait largement méconnu à la fois des pouvoirs publics et de nos concitoyens : **l'importance des pressions sur nos cours d'eau qui n'atteignent pas directement la bonne qualité de leurs eaux, et celle de leur responsabilité dans nos difficultés à satisfaire les objectifs de la DCE** puisque 3 d'entre elles arrivent aux trois premières places : hydrologie, morphologie et continuité.

L'hydroélectricité, qui n'impacte (en général) pas directement la qualité de l'eau, est, avec d'autres activités, à l'origine de ces pressions. « *Le bassin Rhône-Méditerranée est aussi le siège de l'essentiel de la production hydro-électrique française (NDR 60% du productible), qui a fortement contribué à la dégradation des milieux aquatiques et qui constitue toujours un frein à l'atteinte de leur bonne qualité écologique.* »<sup>5</sup>. La quasi-totalité de la production hydroélectrique se situe soit dans les massifs montagneux soit sur les grands cours d'eau mais la petite hydraulique est répartie plus régulièrement sur le territoire et on peut dire que la pression exercée par l'hydroélectricité est présente partout sur le territoire.

**Sans la limitation des pressions de l'hydroélectricité actuelle, l'objectif DCE de bon état ne peut être atteint sur de nombreuses masses d'eau. Pour atteindre cet objectif, on doit :**

- 1. Améliorer l'insertion du parc existant dans son environnement naturel.**
- 2. Limiter la création d'installations nouvelles aux sites les moins sensibles<sup>6</sup>.**

## FICHE 2 : En toute hypothèse, le développement éventuel de l'hydroélectricité ne jouera qu'un

<sup>1</sup> adopté le 9/12/2019 par le Comité de Bassin Rhône Méditerranée

<sup>2</sup> La Directive Cadre sur l'Eau (DCE) décidée par l'Europe en 2000 exige, entre autre, que nos cours d'eau atteignent le « bon état tant pour la qualité de leur eaux que pour leur état écologique. Elle interdit également toute dégradation de cet état.

<sup>3</sup> principalement par l'agriculture, l'usage en étant interdit, pour les collectivités (2017) et pour les particuliers (2019).

<sup>4</sup> Le nombre des obstacles transversaux est tels que l'atteinte du bon état demandera l'élimination d'un grand nombre (Martine Valo dans « Le Monde » du 18/12/2020 : « Plus de 1 million d'obstacles sur les rivières d'Europe») excluant leur réutilisation pour l'hydroélectricité.

<sup>5</sup> Avis délibéré 2020-62 de l'Autorité environnementale sur le projet de schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (Sdage) du bassin Rhône- Méditerranée (cycle 2022-2027)

## rôle marginal dans la transition écologique<sup>7</sup>.

Projet de PPE 2020	2016-2017	2023	2028
Hydroélectricité (GW)	25,3	25,7	26,4-26,7
ENR électriques (GW)	48,6	74	102 à 113
Part relative du développement hydroélectrique dans celui des ENR		0,5%	1% du total

Les 3 premières lignes de ce tableau sont directement issues de la PPE 2020 en particulier de l'article 3 du décret du 21 avril 2020<sup>8</sup> pour 2023 et 2028, Pages 110 et 116 du texte de la PPE<sup>9</sup> pour 2016-2017.

La réalisation de l'objectif de développement assigné par la PPE à l'hydroélectricité ne joue que sur 1% de l'objectif global de développement assigné à toutes les sources renouvelables d'électricité. Les nouveaux aménagements hydroélectriques proposés par la PPE ne représentent que 1,4 GW sur une fourchette d'incertitude de plus de 10 GW sur le parc des ENR électrogènes en 2028 : **on est dans l'épaisseur du trait !**

L'hydroélectricité a un potentiel de développement intrinsèquement limité<sup>10</sup> et la PPE ne fait que reprendre le potentiel théorique UFE-État<sup>11</sup> en tenant compte de contraintes réalistes.

Ce potentiel gravitaire théorique correspond à 14 % du productible actuel mais cette estimation ne tient compte d'aucune contrainte qu'elle soit de nature économique, géologique<sup>12</sup>, sociale et, bien sûr, environnementale : le potentiel effectif est certainement très inférieur. Plus récemment lors d'un débat sur l'hydroélectricité au bureau du Comité de Bassin Rhône Méditerranée, le représentant de l'UFE reconnaissait que tout au plus un quart (25%) des aménagements projetés pourrait être réalisés<sup>13</sup> ce qui nous amènerait à admettre que 96,3 % du potentiel a déjà été réalisé !

L'hydroélectricité c'est en moyenne 12 % environ de la production électrique Française. Le potentiel gravitaire UFE-État représenterait 1,7 % de cette production, mais seulement 0,4% d'accroissement de production avec les hypothèses réalistes précédentes. L'électricité ne représentant que 25% de la consommation d'énergie en France<sup>14</sup>, ce serait en réalité à un gain de 0,1% auquel nous aboutirions : **nous sommes toujours dans l'épaisseur du trait !**

---

**6** La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de 2020 préconise (p. 115) d'éviter les nouveaux projets de petite hydraulique dans les « sites présentant une sensibilité environnementale particulière ». Citée in extenso dans la fiche 7.

**7** Ce terme recouvre à la fois la transition énergétique et le respect de la biodiversité, les deux axes majeurs de notre réponse collective au changement climatique.

**8** <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TRER2006667D%20signe%CC%81%20PM.pdf>

**9** <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>

**10** Qui ont d'ailleurs été rappelées par la Ministre devant l'Assemblée Nationale le 6 mars 2019 : « L'hydroélectricité est une énergie très ancienne, fortement développée en France et dont les meilleurs sites ont déjà été utilisés ».

**11** [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro\\_synth%C3%A8se%20publique\\_vf.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro_synth%C3%A8se%20publique_vf.pdf). L'Union Française de l'Électricité (UFE) regroupent tous les producteurs hydroélectrique grands ou petits

**12** Illustration de ces difficultés, le retard de plusieurs années auquel a été contraint EDF sur le projet GAVET en raison de la suspensions de présence d'amiante dans la roche où se foraient le tunnel et la salle de l'usine. Dans ce cas la difficulté a pu être surmontée ce qui n'est pas toujours le cas.

**13** Les 3 ouvrages identifiés comme les plus intéressants par le rapport « Pintat » de 1976 ( La production d'électricité d'origine hydraulique. Rapport de la Commission de la Production d'Électricité d'Origine Hydraulique et Marémotrice. Les Dossiers de l'Énergie. La. Documentation Française, 1976) n'ont jamais été réalisés et ne le seront probablement jamais !

**14** Chiffres Clés de l'énergie 2020 ( septembre 2020-80 pages) Ministère de la Transition Ecologique pages 30-31, L'électricité consommée annuellement en France représente 37,7 Mtep sur une consommation de 152,2 Mtep soit 24,8 % [https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/datalab\\_70\\_chiffres\\_cles\\_energie\\_edition\\_2020\\_septembre2020.pdf](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/datalab_70_chiffres_cles_energie_edition_2020_septembre2020.pdf)

Les thuriféraires de l'hydroélectricité se plaisent à opposer la production soi-disant fiable de l'hydroélectricité à la volatilité de l'éolien et du photovoltaïque. Cette assertion est tout à fait justifiée à l'échelle d'une journée voire d'une semaine, elle est beaucoup moins justifiée à l'échelle inter-saisonnière et carrément fautive lorsque l'on compare les productions annuelles d'une année sur l'autre : le productible métropolitain peut ainsi varier d'une année sur l'autre de +/- 20% autour d'une moyenne située à environ 62 TWh. A cette échelle, l'hydroélectricité se révèle bien plus volatile que, par exemple, le photovoltaïque. Cette remarque relativise la supériorité trop souvent affichée de l'hydroélectricité lorsque l'on en reste à la comparaison des facteurs de charge moyen annuel de chaque source renouvelable d'électricité.

La poursuite de l'équipement hydroélectrique de nos cours d'eau jusqu'à son terme n'amènerait qu'une contribution insignifiante à la transition énergétique mais causerait des dommages irréversibles à la biodiversité. Est-ce à dire que tout investissement hydroélectrique est désormais sans objet ? Les fiches 4 et 7 montreront qu'il n'en est rien !

La **comparaison entre les potentiels des ENR électrogènes** est une question intéressante même si on la restreint aux deux sources les plus sollicitées hors l'hydraulique que sont l'éolien (terrestre et maritime) et le photovoltaïque (PV). Cette comparaison est cependant difficile car l'estimation de leur potentiel respectif est délicat. Il dépend non seulement d'un compromis technico économiques qui varient dans le temps mais aussi des contraintes environnementales dont l'acceptabilité sociale et sociétale. Cependant dans le cadre de cette note qui vise à démontrer le caractère marginal de la contribution potentielle de l'hydroélectricité, il nous suffit d'en rester à l'ordre de grandeur. Pour cela nous avons puisé dans deux documents différents : la PPE de 2020 déjà citée (extraits **en bleu** les productibles qui en découlent ont été calculé par nos soins pour faciliter la comparaison) et dans : *Retour du SER à la consultation publique sur le bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »* de RTE et dans la note d'accompagnement de 15 pages : *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050*.

## Potentiel Éolien terrestre

### Le potentiel maximum d'offre

Dans le cadre de son étude « un mix électrique 100 % renouvelable » l'ADEME a publié en 2015 une analyse du gisement éolien théorique sur le territoire métropolitain. Cette analyse superpose sur l'ensemble du territoire des données de vitesse de vent et des cartes de « contraintes d'exclusion » rendant l'installation d'éoliennes techniquement impossible sur ces zones pour des raisons techniques (topographie, terrain etc.) ou pour des raisons d'occupation du territoire : proximité des habitations, zones d'entraînement de l'aviation militaire, Le gisement en énergie dépend également de la technologie de l'éolienne. Dans le cadre de cette étude, deux types d'éoliennes ont été envisagées : l'éolienne standard et l'éolienne de nouvelle génération dite **toilée**.

	Puissance installée	Production/an
<b>Eoliennes standard</b>	170 GW	360 TWh
<b>Eoliennes de nouvelle génération dites « toilées »</b>	120 GW	330 TWh

Tableau 25 : Potentiel éolien national

## Eolien Maritime

### Le potentiel maximum d'offre

Concernant l'éolien en mer : le potentiel technique exploitable pour l'éolien posé selon l'ADEME est de 90 GW. Du fait de limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer, le potentiel est actuellement estimé à 16 GW. Le potentiel technique pour l'éolien flottant serait de 155 GW selon l'ADEME, dont 33 GW serait accessible en tenant compte des limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer. ....

### L'éolien en mer (posé et flottant)

Bénéficiant de vents plus soutenus et plus réguliers que l'éolien terrestre, une éolienne en mer peut produire en moyenne deux fois plus d'énergie qu'à terre. Le facteur de charge est ainsi de l'ordre de 40 % (soit environ 3500 h/an).

	Puissance possible (PPE)	Productible
Éolien posé	16 GW	280 TWh
Éolien flottant	33 GW	490 TWh
Total éolien maritime	49 GW	770 TWh

## Potentiel Photovoltaïque

### Le potentiel maximum d'offre

L'ADEME estime le potentiel d'installation de photovoltaïque sur toiture à environ 350 GW, soit 350 000 ha de surface de toitures, ce qui permet de choisir les implantations les plus propices. Cela correspond à plus de 350 TWh. Le CEREMA a évalué le potentiel au sol et sur parking sur des terrains ne présentant pas de conflit d'usage dans les régions du sud de la France. Ils évaluent la surface mobilisable à environ 1,5 Mha, ce qui correspondrait à environ 776 GW.

	Puissance possible (PPE)	Productible (14,2% de facteur de charge)
PV « sur bâtiment »	350 GW	Plus de 350 TWh
PV « au sol »	776 GW	Plus de 776 TWh

Potentiel ENR « hors Hydro »	Puissance possible (PPE)	Productible
Total	plus de 1500 GW	plus de 2000 TWh

Potentiel Hydraulique	Puissance	Productible	Contraintes sur le milieu naturel
PPE	1,88 GW	5,70 TWh	Environ 30 à 40 % des cours d'eau n'atteignent pas le bon état DCE ou voit leur état écologique se dégrader (Fiche 1)
SER maximum technique	4,61GW	13,5 TWh	Non prise en compte des réservoirs biologiques, des migrateurs amphihalins et des cours en très bon état écologique
SER 2050	2,43GW	7,3 TWh	Destruction de 50% des réservoirs biologiques identifiés dans les SDAGE

Ces chiffres sont à comparer avec le potentiel dit de convergence entre l'UFE et la DGEC de 11 TWh ( déjà cité : [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro\\_synth%C3%A8se%20publique\\_vf.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro_synth%C3%A8se%20publique_vf.pdf))

### FICHE 3 : Les anciens moulins comme centrales hydroélectriques ?

*Cette fiche n'aurait pas lieu d'être s'il ne courait pas des chiffres fantaisistes sur ce que pourrait produire la reconversion systématique des anciens moulins en centrales hydroélectriques.*

Les moulins étaient nombreux<sup>15</sup>. Ils avaient également une puissance unitaire très faible si on la compare à celle des centrales hydroélectriques modernes même en se limitant, dans cette comparaison, à ce qu'il est convenu d'appeler la « petite hydraulique ». La puissance moyenne des centrales de petite hydraulique est d'environ 1MW<sup>16</sup> que l'on peut comparer à la puissance nécessaire à l'entraînement d'une paire de meules, environ 5 kW soit 200 fois moins. Même en tenant compte du faible rendement des roues hydrauliques, la reconversion des moulins aboutirait dans le meilleur des cas à des centrales hydroélectriques de puissance plusieurs dizaines de fois plus faible que 1 MW<sup>17</sup>.

Si l'on additionne ces milliers de petites contributions réparties sur nos cours d'eau, on aboutit à des valeurs extraordinaires devant lesquelles on peut s'extasier : 4TWH<sup>18</sup> soit la moitié de la production hydroélectrique du Rhin français, le quart de celle du Rhône français, la moitié d'un réacteur nucléaire de dernière génération, un peu plus de la moitié de la production moyenne de toute la petite hydraulique existante, et, par-dessus tout cela, un gisement qui serait resté ignoré de tous, sauf de quelques rares esprits particulièrement perspicaces !

La prise en compte d'un certain nombre de faits ramène à une réalité plus ordinaire.

Tout d'abord l'hydroélectricité n'échappe pas aux économies d'échelle : les petites centrales sont celles qui produisent le kWh le plus cher. Cela est particulièrement vrai pour les basses chutes qui se confrontent à des débits importants nécessitant un circuit hydraulique largement dimensionné et des machines de forte taille comparée à des centrales de haute chute de puissance identique.

De ce point de vue, les anciens moulins, à la fois petits et utilisant des basses chutes, sont mal partis.

---

<sup>15</sup> Plusieurs dizaines de milliers, nombre variable suivant les époques mais qui a culminé à plus de 100.000 juste après la Révolution si on additionne aux nombre des moulins, ceux de toutes les installations profitant de la force motrice des eaux : scie mécaniques, forges, fenderies, taillanderies, bocards, filatures, tissages...

<sup>16</sup> Source FHE

<sup>17</sup> En tenant compte d'un rendement de 20%, le rouet (roue horizontale très fréquente dans le bassin méditerranéen) entraînant une meule pourrait être remplacé par une turbine moderne fournissant une puissance nominale de 20kW environ

<sup>18</sup> L'origine de ce chiffre, et d'estimation plus élevée encore, est attribuée au projet européen RESROR-HYDRO (Renewable Energy Sources Transforming Our Regions). Ce projet est coordonné par ESHA (European Small Hydropower Association) l'association européenne de la petite hydroélectricité, avec dix partenaires de différents pays européens (dont FHE pour la France). ESHA se définit elle-même comme « (ESHA) is a lobby organisation promoting the interest of small hydropower in Europe. » On en saurait mieux délimiter la confiance avec laquelle ces chiffres doivent être pris, d'autant plus que les documents sur lesquels ils sont basés ne sont pas consultables en ligne. Par exemple cet article cité comme ayant étudié ce potentiel : Punys P et al (2019), [An assessment of micro-hydropower potential at historic watermill, weir, and non-powered dam sites in selected EU countries](#), Renewable Energy, 133, 1108-1123. Il n'est pas inintéressant de savoir que Petras Punys est également membre de la « Lithuanian Hydropower Association » et qu'elle représente cette association au sein du projet RESTOR HYDRO <https://fdmf.fr/un-projet-au-service-des-moulins-et-de-la-transition-energetique/>

L'Union européenne qui, semble-t-il, cofinance ce projet dans le cadre de son programme « Énergie intelligente-Europe » prend bien soin de rajouter sur les production de ce projet que « L'entière responsabilité du contenu dépend de ses auteurs. Ce contenu ne reflète pas nécessairement l'opinion de l'Union européenne. Ni EACI ni la commission européenne ne sont responsables de toute utilisation faite des informations contenues dans ce document » Par exemple : <https://www.france-hydro-electricite.fr/wp-content/uploads/2019/09/RESTORhydro-brochure.pdf>

- 1) Une part importante de ces sites a disparu par ruine, par la destruction d'une partie de leur infrastructure (prise d'eau, ouvrages d'aménage ou de fuite...)<sup>19</sup> ou par dérivation des eaux par un aménagement hydraulique moderne<sup>20</sup>.
- 2) Certains moulins sont établis sur des cours d'eau temporaires ou de très faible débit avec éventuellement la possibilité de constituer une réserve accumulée pendant des jours ou à l'occasion d'un orage<sup>21</sup>. Cela suffisait pour moudre en quelques heures la production des champs alentours. Leur conversion en centrales hydroélectrique est de peu d'intérêt.
- 3) La hauteur de chute de nombreux moulins est inférieure à 2 m<sup>22</sup> ce qui réduit considérablement l'éventail des dispositifs existants pour ce type de chute<sup>23</sup> sans parler de leur coût, en particulier pour des débits importants (voir supra).
- 4) La question du coût se pose aussi pour les moulins placés en des sites isolés dépourvus de possibilité d'évacuation de l'énergie produite et dont la conversion doit supporter cet investissement (renforcement de réseau).
- 5) Les coûts de conversion des anciens moulins en centrale hydroélectrique sont très liés aux modifications du génie civil que cette conversion entraîne. La maîtrise de ces coûts repose sur l'existence de technologies électromécaniques adaptées (voir supra) et ne nécessitant pas de trop grandes modifications dans le génie civil<sup>24</sup>. Ceux dont la conversion réclamerait de trop grandes modifications de leurs infrastructures se retrouvent éliminés de ce fait .
- 6) Certains moulins font partie du patrimoine et leur transformation en centrale hydroélectrique moderne peut se révéler dommageable à la préservation de leur intégrité patrimoniale (modification du génie civil, poste de transformation et lignes d'évacuation d'énergie...)<sup>25</sup>. Se

---

<sup>19</sup> Par exemple au hasard du morcellement des fonds et de leur aliénation, par la construction d'ouvrages publics : route, pont... ou encore leur intégration dans un tissu urbain

<sup>20</sup> Il faudrait également éliminer des perspectives de développement la part des moulins déjà équipée pour la production hydroélectrique.

<sup>21</sup> Sous l'ancien régime les fêtes étaient nombreuses et on ne travaillait pas la nuit (d'où l'expression de travail « au noir » pour désigner une activité illicite). Cela contribuait alors à rendre acceptable un fonctionnement intermittent des moulins éventuellement lissé par la présence d'une réserve d'eau (« Serve », « écluse »...) se remplissant la nuit ou durant la période de chômage. Une différence aussi avec le fonctionnement d'une centrale électrique dont le profit est lié à l'absence d'arrêts: les impacts des moulins convertis en centrales hydrauliques ne sont pas comparables à ceux des moulins d'antan !

<sup>22</sup> « les données disponibles montrent que la hauteur des ouvrages de moulins sur les cours d'eau classés en liste 2 (i.e. Article L 214-17-2, devant à terme se mettre aux normes de la continuité écologique et sédimentaire), est inférieure à 2 m dans 85% des cas et inférieure à 1 m dans 56 % des cas. » Page 97 du Rapport CGEDD n° 008036-03 établi par Alain BRANDEIS (coordonnateur) et Dominique MICHEL « Concilier la continuité écologique des cours d'eau avec la préservation des moulins patrimoniaux, la très petite hydroélectricité et les autres usages Pour un développement durable et partagé », Rapport détaillé d'état des lieux »

<sup>23</sup> On cite souvent les turbines « Kaplan » ou « hélice » (voir par exemple l'offre de la société Turbiwatt : <https://www.turbiwatt.com/>), les roues « VLH » et les toutes nouvelles « turbines tourbillons ». Tous ces dispositifs butent sur une même limite basse située autour de 1,2 m de chute. En deçà ne reste que les versions modernes des roues hydrauliques d'antan ; Le projet RESTOR-HYDRO, mentionné précédemment, préconise la réhabilitation ou la reconstruction à l'identique des anciens mécanismes : [https://www.france-hydro-electricite.fr/wp-content/uploads/2019/08/Restoration\\_Handbook\\_Final-FHE.pdf](https://www.france-hydro-electricite.fr/wp-content/uploads/2019/08/Restoration_Handbook_Final-FHE.pdf). Par exemple les roues « par en dessous » SAGEBIEN et ZUPPINGER, datant de la deuxième moitié du XIX<sup>ème</sup> siècle, sont bien adaptées aux très basses chutes (jusqu'à quelques dizaine de centimètres !) mais restent limitées par leur faible capacité d'entonnement, leur taille (5-10 m de diamètre) et surtout leur très lente vitesse de rotation parfois inférieure à 10 tr/mn ! [https://www.academia.edu/36279088/Sagebien\\_and\\_Zupping\\_water\\_wheels\\_for\\_very\\_low\\_head\\_hydropower\\_applications](https://www.academia.edu/36279088/Sagebien_and_Zupping_water_wheels_for_very_low_head_hydropower_applications)

<sup>24</sup> Cela suppose la disponibilité de codes de calcul permettant la conception de matériels électromécaniques parfaitement adaptés aux structures existantes et de nature à limiter au maximum les interventions sur le génie civil qui font « exploser » les couts. A notre connaissance de tels codes existent chez certains constructeurs mais pour des puissances bien supérieures à celles de nos vénérables moulins. Par ailleurs, les résultats des 4 appels d'offre « petites hydraulique » lancés par les pouvoirs publics depuis 2016 n'ont pas montré un avantage financier aux installations se proposant d'équiper des seuils existants par rapport à celles envisageant l'équipement de sites vierges si on se base sur les prix d'achat demandés pour l'énergie produite.

<sup>25</sup> L'exemple du moulin de Saint-Thibéry sur l'Hérault illustre bien souvent une conversion en centrale électrique réussie, photo prise de l'aval à l'appui. Un photo prise d'amont montrerait le bâtiment technique cubique et le bras du dégrilleur défigurant la vue du moulin du XI<sup>ème</sup> siècle et la

contenter des roues hydrauliques anciennes même remises à neuf serait accepter des performances inférieures.

- 7) Pour les sites encore en état et dont une hydraulité suffisante a été respectée, bien d'autres causes peuvent en interdire la transformation en centrale hydroélectrique : par exemple moulin exposant au risque d'inondation un environnement aujourd'hui voué à d'autres fins (urbanisme, industrie...) sans, bien sûr, parler des moulins dont le seuil constitue un obstacle à la continuité écologique, sans autre possibilité d'aménagement que son effacement total ou partiel.

#### Potential de la conversion des moulins à eau en centrales électriques

Plusieurs estimations ont été données dans des documents officiels. Citons le rapport Dambrine, déjà mentionné, mais également dans divers documents émanant de la DGEC.

Fabrice Dambrine indique sans justification ni référence et, il faut bien le dire, sans conviction, la possibilité de remettre en route sous forme de centrales hydroélectriques quelques 30.000 moulins pour un productible de 1 TWh. La DGEC publie périodiquement soit directement soit sous le timbre de son ministère de tutelle, un tableau du potentiel hydroélectrique résiduel en France métropolitaine. La puissance totale attribuée à la conversion des moulins est donnée pour 350 MW déduction faite des moulins déjà reconvertis.

Ces deux estimations, toutes deux données sans origine, proviennent peut-être d'un inventaire des usines hydrauliques en activité sur les cours d'eau de métropole en 1927 publié en 1931 par le Ministère des travaux publics, Service central des forces hydrauliques et des distributions d'énergie électrique sous le titre de « *Statistique de la production et de la distribution de l'énergie électrique en France* », Imprimerie nationale (Paris). Cet inventaire signalait 29.253 moulins et usines à eau **non électrogènes** pour une puissance totale de 396,90 MW (soit 13,56 kW par « moulin »). Les puissances unitaires sont proches et capable de faire mouvoir quelques paires de meules (Il faut compter 5-7 CV par paire de meule soit 3,7 - 5,2 kW).

Le raisonnement produit par Fabrice Dambrine serait alors de considérer ces 29.253 « moulins » de l'inventaire de 1927 comme candidats à une reconversion en centrales hydroélectriques en tenant compte d'un rendement de 87,5% dans l'opération d'où il ressortirait une puissance installée de 350 MW ce qui, avec un facteur de charge de 3000 h annuelles, conduirait à un peu plus de 1TWh de productible. On reconnaît incidemment le seul chiffre donné par la DGEC de 350 MW pour la puissance installée supplémentaire possible en France par la conversion des anciens moulins en centrales hydroélectriques.

**Ces chiffres doivent être considérés comme des majorants de ce potentiel**, basés sur des données datant de 1927 (des moulins de la liste ont été convertis, d'autres ont disparu ou leur conversion est devenue impossible : voir explications supra) et qu'il ne tient compte d'aucune condition technico-économique.

**Conc**

**lusion** : Même si nous reconnaissons volontiers qu'il est difficile d'estimer la contribution que pourrait avoir la reconversion de tous les sites anciens à la production hydroélectrique (350MW de puissance ? 1TWh de productible ?<sup>26</sup> voir annexe ci-dessous), **celle-ci sans doute faible voire très faible ne pourrait être obtenue qu'à des coûts extrêmement élevés** <sup>27</sup> **qui ne seraient acceptables pour les propriétaires sans une aide publique massive** et supérieure à celle actuellement en place pour la petite hydraulique<sup>28</sup>. Sans cela, la conversion des anciens moulins restera une occupation pour une poignée de passionnés<sup>29</sup> disposant de fonds importants.

perspective sur le pont médiéval situé en aval de la chaussée. <https://fdmf.fr/moulins-de-france/liste-moulin/france/occitanie/herault/moulin-de-saint-tibery/>

<sup>26</sup> Rapport « Dambrine » cf. annexe 1 et <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/064000471/0000.pdf> Le Rapport CGEDD n° 008036-03, déjà cité (voir supra) donne (pp 33/34) une estimation haute de 115 MW pour la somme des puissances installées des moulins situés sur des tronçons de cours d'eau classés en liste 2 (article L 214-17)/ Le linéaire de cours d'eau classés en liste 2 représenterait 11% du linéaire total de cours d'eau.

<sup>27</sup> Une idée de ces coûts est donné par le prix moyen de l'obligation d'achat des 4 moulins lauréats de l'appel d'offre de 2016 (150,7 €/MWh) qui est supérieur au tarif « H16 » actuel (132€/MWh pour le tarif annuel unique de l'obligation d'achat destiné aux basses chutes) Source : CRE, RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE), 6 avril 2017 Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques.

<sup>28</sup> Environ 3M€/MW pour les installations nouvelles et sans doute plus élevé pour les moulins : 5 à 6M€/MW ? Peut-être davantage ?

<sup>29</sup> Comme le conclut sagement la fiche technique de la FFAM consacré à la conversion des moulins à la production électrique : « *Sous réserve d'une étude, votre moulin peut produire de l'énergie, sans toutefois avoir l'équivalence d'une centrale hydroélectrique (sauf les moulins situés sur un cours d'eau important). Il est rare que l'on puisse tirer un revenu de cette production.* » [https://www.moulinsdefrance.org/wp-content/uploads/2018/09/I\\_4\\_8\\_1.doc](https://www.moulinsdefrance.org/wp-content/uploads/2018/09/I_4_8_1.doc). il est donc permis de douter sur la volonté réelle des propriétaires de moulins de transformer ces derniers en centrale hydroélectrique : dans l'appel d'offre de 2016, seul appel d'offre destiné aux moulins à cette date, pour lequel il était attendu 50 moulins, seules 6 réponses ont été reçues par la CRE dont 4 ont été retenues (15 dossiers étaient, semble-t-il, remontés aux préfets de région d'après le rapport BRANDEIS-MICHEL, page 33 voir supra). Il n'y aurait que 500 moulins convertis en usine hydroélectrique aujourd'hui sur les dizaines de milliers soit disant possibles, encore faut-il retrancher de ce chiffre de 500 ceux dont la consistance diffère par trop de leur état originel : il s'agit de très banales petites centrales hydroélectriques. Néanmoins, les récentes innovations parlementaires exonérant les moulins électrogènes de la restauration de la continuité écologique peuvent jouer un rôle incitatif : plus de 150 demandes de telle conversion étaient déposées auprès des DDT au printemps 2021 d'après la DEB.

## FICHE 4 : Les deux hydrauliques et leur rôle dans la transition écologique

L'importance de l'hydroélectricité dans la transition écologique réside dans sa souplesse et son caractère « pilotable »<sup>30</sup> mais cette caractéristique n'est l'apanage que d'une partie du parc actuel : 66% de la puissance installée avec les STEP, un peu plus de 50% sans, 45% du productible, une centaine d'ouvrages en tout<sup>31</sup>, tous inclus dans la grande hydraulique.

La transition écologique dans le domaine de la production d'électricité (20 à 25% de la consommation d'énergie finale en France) vise, outre la suppression du recours aux énergies fossiles, l'augmentation de la production électrique et pour cela, entre autres, à injecter massivement dans le réseau l'énergie produite par des sources variables (éolien) voire intermittentes (photovoltaïque).

Au-delà de la production électrique<sup>32</sup>, les points durs de cette transition concernent l'adaptation du réseau à la multiplication des sites de production dispersés et sa régulation. Cette dernière exige de pouvoir compenser les baisses de production de ces sources « fatales » d'énergie par des moyens dont la disponibilité est garantie : sources « pilotables ».

Sur ce point, l'hydroélectricité et plus particulièrement les grands ouvrages concédés, dotés de réservoirs et fonctionnant par éclusées peuvent apporter une contribution intéressante<sup>33</sup>. Lorsque le parc renouvelable aura atteint une certaine taille et que sa production excédera parfois les besoins, des services de stockage peuvent être utiles et là encore, la grande hydraulique, dotée de réservoirs peut jouer un rôle. Plusieurs grands barrages comme Vouglan sur l'Ain ou Sainte Croix sur le Verdon ont été dotés d'un groupe de pompage permettant de remplir la retenue lorsque la production fatale devient excédentaire : **16 sites pouvant recevoir des groupes de pompage-turbinage en complément d'infrastructures existantes** ont été identifiés<sup>34</sup> mais non rendus publics. Leur réalisation dépend sans doute du renouvellement des concessions (Voir Fiche 6) ... et de l'émergence des besoins (voir supra). Dans la perspective de la transition énergétique, on voit donc se dessiner une dichotomie entre l'hydroélectricité « pilotable », celle des réservoirs, et l'hydroélectricité « fatale » turbinant au « fil de l'eau » et dépendant des débits, à l'instar des 2100 petites centrales qui ne représentent que 10% de la production hydraulique moyenne.

---

<sup>30</sup> C'est à dire qui peut être délivrée à la demande par opposition aux sources « fatales » qui dépendent de conditions naturelles comme le vent, l'ensoleillement ... ou le débit naturel des cours d'eau.

<sup>31</sup> Le parc comprend 2500 unités environ dont 400 centrales toutes concédés. Parmi ces dernières, une centaine environ participent à la régulation du réseau : voir la liste annexée à l'article R 214-111-3 du Code de l'environnement. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000006074220&idArticle=LEGIARTI000023096317>. Dans son avis délibéré n° 2016-57 du 24 août 2016 sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, l'Autorité environnementale relève notamment : "La rédaction du chapitre du volet « offre d'énergie » consacré à l'hydroélectricité, et la partie de l'évaluation environnementale correspondante, font peu apparaître la distinction entre petite et grande hydroélectricité, alors que les ordres de grandeur et les impacts rapportés à la quantité d'énergie produite ne sont vraisemblablement pas les mêmes."

<sup>32</sup> Le potentiel des ENR électrogènes (fiche 2) sont de nature à limiter les craintes sur la plan de la quantité des kWh que l'on peut produire ... il reste à en disposer lorsqu'on en a besoin ! Pour cela les sources pilotables sont indispensables.

<sup>33</sup> Il est savoureux de constater que l'on assigne aujourd'hui à l'hydroélectricité un rôle de compensation des baisses de productions d'autres sources d'énergie « fatales » alors que, jusque-là, c'était l'hydroélectricité et sa production variable (voir fiche précédente) qui devait être compensée par des groupes de production thermique : voir par exemple Gabriel Taix « le Plan Monet est-il une réussite » Paris : R. Pichon et R. Durand-Auzias, 1953

<sup>34</sup> <http://www.estorage-project.eu/> Le rapport « Pintat » de 1976 (déjà cité) signale, par exemple, un projet de STEP de 620 MW sur le site du barrage du Chambon, soit le 1/3 du « besoin » en STEP identifié par RTE dans « Futurs énergétiques 2050 ». Par ailleurs EDF a étudié plusieurs projets de STEP en complément de l'usine de la Bathie Roselend en Tarentaise.

**Si le développement de la production électrique ne revêt qu'un caractère marginal dans la transition écologique, le maintien voire l'accroissement de la « pilotabilité » du parc hydroélectrique constitue par contre un enjeu significatif.**

## FICHE 5 : Les perspectives climatiques et sociétales

### L'hydroélectricité victime plus que remède dans la dérive climatique.

Curieusement, lorsque l'on parle d'hydroélectricité, on évoque à l'envie son absence d'émission de gaz à effet de serre (GES), mais on parle peu des conséquences du changement climatique sur cette activité :

- Mme Ayraut, PDG de la CNR<sup>35</sup>, annonce une baisse du module du Rhône de 20 à 40 % dans un avenir pas si lointain.<sup>36</sup>
- Les exploitants des ouvrages EDF du Drac et de la Romanche parlent d'une baisse de module **avérée** de 10 à 20%.

Par ailleurs les études des volumes prélevables, réalisées à l'initiative de l'Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse, montrent que 70 territoires de ce bassin manquent ou risquent de manquer d'eau à brève échéance.

Ce risque de pénurie se conjugue à une augmentation de la variabilité des débits et à la multiplication des épisodes paroxystiques, que ce soit dans les crues ou dans les étiages.

Toutes ces perspectives sont préoccupantes et nous sommes loin d'en avoir pris la mesure.

Toute la production hydroélectrique en sera impactée mais plus particulièrement l'hydroélectricité au fil de l'eau qui ne peut se soustraire ni aux effets de la baisse des débits ni aux effets de leur variabilité.

### L'eau, une ressource de plus en plus convoitée par des usages de plus en plus divers

Parallèlement les besoins en eau à d'autres fins que l'hydroélectricité ne vont pas baisser (AEP, irrigation, loisirs..., sans oublier les besoins du milieu naturel, si toutefois on veut respecter un minimum la biodiversité) : le caractère multifonctionnel de nos réservoirs hydroélectriques existants et à venir est considéré comme acquis par tous... avec les contraintes et les limites qui en résultent pour la production hydroélectrique<sup>37</sup>.

**Face à ces perspectives peu encourageantes, les investissements hydroélectriques doivent tenir compte de ces évolutions inéluctables, qui limiteront leur efficacité.**

---

<sup>35</sup> Compagnie Nationale du Rhône : créée en 1933, cette entreprise à majorité publique est concessionnaire du Fleuve Rhône jusqu'en 2023 et postule pour une prolongation jusqu'en 2041.

<sup>36</sup> Le Monde du 1<sup>er</sup> Février 2018, Climat : le Rhône pourrait baisser de moitié d'ici un siècle

[https://www.lemonde.fr/climat/article/2018/02/01/climat-le-rhone-pourrait-baisser-de-moitie-d-ici-un-siecle\\_5250303\\_1652612.html](https://www.lemonde.fr/climat/article/2018/02/01/climat-le-rhone-pourrait-baisser-de-moitie-d-ici-un-siecle_5250303_1652612.html)

<sup>37</sup> Les dérivations de débits par le canal de la Neste et de Saint-Martory sur la Garonne prive la production hydroélectrique de 50 à 60 GWh/an soit l'équivalent de quelques dizaine petites centrales de moins de 500 KW de puissance installée. Plus récemment le [Rapport du CGAAER n° 19109 et CGEDD n° 013099-01 : Conditions de mobilisation des retenues hydroélectriques pour le soutien d'étiage dans le bassin Adour-Garonne \(PDF, 11.72 Mo\)](#) « recommande au Ministère de la transition écologique d'examiner la faisabilité juridique d'une participation de l'Agence de l'eau et des collectivités à des investissements dans des STEP, et plus généralement dans des ouvrages contribuant au maintien de la production hydroélectrique, en contrepartie d'un soutien à l'étiage plus important sur d'autres rivières d'un même bassin ». <https://agriculture.gouv.fr/mobilisation-des-retenues-hydroelectriques-du-bassin-adour-garonne>

## FICHE 6 : Concessions Hydroélectriques

Les usines les plus puissantes (400 environ sur les 2500 que compte la France métropolitaine) appartiennent au domaine public et sont exploitées sous le régime de la concession. Elles rassemblent 90% du productible ainsi que la totalité de l'hydraulique pilotable (STEP<sup>38</sup> comprises)<sup>39</sup>. Les conditions d'exploitation de ces usines sont fixées de façon rigide et irrévocable par leur cahier des charges dont l'évolution reste soumise à la bonne volonté de leur exploitant concessionnaire jusqu'à l'échéance de la concession (75 ans). Actuellement **les modalités d'exploitations des concessions hydroélectriques sont bien souvent des obstacles à l'atteinte des objectifs environnementaux et doivent donc être impérativement modifiés.**

Le renouvellement des concessions hydroélectriques apparaît comme la seule voie pour insérer dans les cahiers des charges des contraintes d'exploitation des règles, et des contraintes conduisant à une meilleure prise en compte de l'environnement aquatique avec des conséquences juridiques fortes si elles ne sont pas respectées.

*« L'Autorité environnementale recommande à l'État d'intégrer les objectifs ambitieux de préservation de la biodiversité dans la mise en œuvre et le renouvellement des concessions hydroélectriques en visant pour le moins l'absence de perte nette de biodiversité et l'atteinte du bon état écologique des eaux... dans la nécessaire conciliation des objectifs de la DCE avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie. »<sup>40</sup>*

La gestion par vallée qui correspond à la gestion par bassin versant promue par toutes les lois portant sur les milieux aquatiques (1964, 1984, 1992, 2006) doit être la règle. Un exemple connu de tous illustre notre vision : « dissocier le Verdon de la Durance serait une ineptie ».

Aujourd'hui les services de l'État ne détiennent plus l'expertise technique qui était la leur lorsqu'ils travaillaient en symbiose avec l'opérateur unique qu'était EDF. Dans un contexte que nous n'avons ni choisi ni demandé et qui s'impose à tous, la mise en concurrence constitue la possibilité de pallier cette dissymétrie des compétences en disposant, pour chaque site, **d'un ensemble de variantes crédibles et différentes.**

Les exemples du renouvellement de la chute de Poutès-Monistrol sur l'Allier et du prolongement de la concession du Rhône montrent comment les services de l'État et les tiers se trouvent devant un projet unique « à prendre ou à laisser » sans disposer d'une expertise suffisante pour en faire l'analyse !

Si un tel appel d'offre était lancé pour les concessions arrivant à échéance<sup>41</sup>, ce processus devrait être **ouvert et transparent**. Il devra accompagner **une concertation exemplaire** avec les parties prenantes dont la démarche GEDRE<sup>42</sup> actuelle pourrait fournir la base.

**Ouverture** : Tous les concurrents doivent pouvoir développer leurs offres librement et équitablement. L'accès de tous à toutes les données d'exploitation doit être garanti et chacun doit pouvoir concourir (i.e. y compris les concessionnaires sortants).

**Transparence** : Contrairement aux appels d'offre petite hydraulique actuels, les diverses offres faites par les compétiteurs doivent être accessibles à tous.

L'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques semblant faire l'unanimité contre

<sup>38</sup> Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont constituées de deux réservoirs situés à des altitudes différentes. Le pompage à partir du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur permet un stockage par gravité de l'énergie qui pourra être mobilisée ultérieurement par turbinage du bassin supérieur dans le bassin inférieur.

<sup>39</sup> La centaine d'usines environ qui sont données par l'Article R214-111-3 du code de l'environnement.

<sup>40</sup> Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur le schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (Sdage) du bassin Rhône-Méditerranée (cycle 2022-2027) Avis 2020-62

<sup>41</sup> Nous n'y sommes pas favorable mais, dans le cas contraire, il faudra trouver des réponses à nos interrogations.

<sup>42</sup> Gestion Équilibrée De la Ressource en Eau (GEDRE)

elle dans notre pays pour des raisons que nous pouvons partager, nous demandons que le problème de la modernisation des concessions soit pris en compte rapidement dans le cadre d'une large concertation mettant sur la table les différents partis possibles sans oublier la question du financement.

## FICHE 7 : Que peut-on faire d'intelligent en matière d'hydroélectricité ?

L'état critique de nos cours d'eau ne leur permet pas de supporter des pressions supplémentaires (Fiche 1). Le développement de nouveaux ouvrages hydroélectrique doit être sérieusement revu à la baisse, ce qui est tout à fait acceptable compte tenu de la faible contribution attendue de l'hydroélectricité dans les objectifs de la PPE (Fiche 2).

« L'AE recommande à l'État .... de considérer l'atteinte du bon état écologique des eaux comme prioritaire, sur les axes non encore aménagés, dans la nécessaire conciliation des objectifs de la DCE avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie. »<sup>43</sup>

Focaliser les aides sur les véritables enjeux du parc d'hydroélectricité dans le contexte de la transition écologique, c'est à dire en maintenir la pilotabilité et la souplesse d'intervention (Fiche 3) et, si possible, les accroître, tout en améliorant son insertion environnementale.

### Stopper définitivement les nouveaux équipements de petite hydraulique

Le développement de la petite hydraulique, fonctionnant au fil de l'eau, sans intérêt pour la souplesse du parc, non compétitive face aux autres sources électrogènes renouvelables<sup>44</sup>, fortement impactant pour les milieux aquatiques, notamment par sa pullulation<sup>45</sup>, en particulier sur les têtes de bassins, doit être stoppé. « *Compte tenu de leur coût plus élevé et de leur bénéfice moins important pour le système électrique au regard de leur impact environnemental, le développement de nouveaux projets hydroélectriques<sup>46</sup> de faible puissance doit être évité sur les sites présentant une sensibilité environnementale particulière.* »<sup>47</sup>.

Le développement des chutes au fil de l'eau en site vierge doit être limité<sup>48</sup> et l'équipement des seuils existants doit être mis en balance avec leur effacement en particulier lorsqu'ils menacent les réservoirs biologiques et sur les cours d'eau habités par des espèces amphihalines.

Les appels d'offre annuels « petite hydraulique » actuellement prévus jusqu'en 2023 sont menés sans transparence (pas de réelle concurrence, choix discrétionnaire entre des réponses non connues), excluent les aménagements des chutes sur les réseaux existants (AEP, assainissement...) et le turbinage des débits réservés, pérennisent des ouvrages impactants alors qu'il faudrait les

---

<sup>43</sup> Avis délibéré 2020-62 de l'Autorité environnementale sur le projet de schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (Sdage) du bassin Rhône- Méditerranée (cycle 2022-2027).

<sup>44</sup> Depuis dix ans on assiste à une chute spectaculaire des coûts dans l'éolien et plus encore dans le photovoltaïque face à un renchérissement des coûts sur la petite hydraulique (raréfaction des sites favorables, augmentation des coûts de main d'œuvre pour le génie civil...). D'après la PPE 2020, le MWh de petite hydraulique nouvelle oscille entre 70 et 160 € (160€ pour les moulins convertis en centrale hydroélectriques) face à des coûts inférieurs à 50 € pour les derniers appels d'offres photovoltaïques (perspective 2028, 40 € au sol et 60 € sur toiture d'après la PPE 2020) voire pour l'éolien (perspective 2028, 55 € pour de l'éolien au sol et 44€ par exemple pour l'éolien maritime posé à Dunkerque d'après la PPE 2020). A moyen terme il ne faut rien attendre de la petite hydraulique dont les améliorations après plus de 100 ans d'existence ne peuvent être qu'incrémentales alors que l'éolien et surtout le photovoltaïque conservent un potentiel d'améliorations de rupture considérable.

<sup>45</sup> En restant dans les Alpes, plusieurs centaines de projets y sont actuellement envisagés

<sup>46</sup> Le mot « hydroélectriques » a été ajouté par nous afin d'éviter toute interprétation erronée en l'absence du contexte.

<sup>47</sup> <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf> (Page 115). A ce sujet on ne peut que regretter l'incitation à la recherche d'une pseudo autonomie électrique instaurée par les démarches de type TEPOS / TEPCV (Territoires à énergie positive pour la croissance verte) qui s'opposent, par une priorité à la relocalisation des sites de production, au choix des sites les moins sensibles alors même que la possibilité de transporter l'électricité est maîtrisée depuis belle lurette (en 1906 les tramways de Lyon étaient alimentés par une centrale hydroélectrique de Tarentaise à 150 km de là ! Quelle régression ! Quelle absurdité !)

<sup>48</sup> FNE a été consultée sur un certain nombre de sites non équipés en vue d'appels d'offre « concessions » (dont la procédure nous semble bien préférable à celle suivie pour les « autorisations » tout en regrettant l'absence de transparence sur les offres faites dans les deux cas), mais nos propositions n'ont jamais reçu de réponse à ce jour.

effacer<sup>49</sup>. Au fil des appels d'offre, l'environnement naturel est de moins en moins pris en compte dans l'appréciation des projets à travers des critères relatifs et « à géométrie variable ». Tout cela conduit bien souvent à de mauvais projets qui suscitent le rejet. Ces appels d'offre doivent être suspendus *sine die* et les fonds qui y sont mobilisés redirigés vers les véritables priorités de la transitions écologiques.

### **Mettre le paquet sur la rénovation des sites existants notamment les concessions**

Jusqu'aux années 1960, l'hydraulique, très proche du parc actuel, faisait jeu égal avec le thermique, constitué à ce moment-là de centrales minières au charbon que l'on n'hésitait pas à utiliser comme réserve tournante pour assurer les pointes et des centrales au fuel qui sont restées compétitives jusqu'aux chocs pétroliers des années 70 et 80.

La majorité du parc hydroélectrique actuel a donc été réalisé dans un contexte énergétique qui était très différent de ce qu'il est aujourd'hui. Les techniques de génie civil (qui forme l'essentiel des coûts d'établissement de l'hydraulique) étaient très différentes de ce qu'elles sont aujourd'hui sans parler bien sûr des progrès techniques dans l'électromécanique. Certains ouvrages sont atteints par la « maladie du béton » et devront à terme être reconstruits (le Chambon sur la Romanche, Castelnau-Lassouts sur le Lot pour en citer deux ...). La valorisation de la production hydroélectrique était sans doute moindre que celle qu'on lui attribuerait aujourd'hui, ce qui conduit à un certain sous-équipement des chutes anciennes.

A titre d'exemple, si l'on examine l'équipement du Rhône (25% de la production hydroélectrique nationale environ) on ne peut qu'être frappé par le sous équipement de tout le bas Rhône et, en particulier, les chutes les plus anciennes. (Donzère-Mondragon, Montélimar...).

Si cet effort d'équipement était réalisé aujourd'hui, on aboutirait à un parc bien différent.

Tout cela pour attirer l'attention sur le potentiel de modernisation du parc existant et son adaptation à la transition écologique et au changement climatique. La PPE indique un potentiel de 400 MW sans autre précision (mais quid du productible ?)... qui le connaît vraiment ?

On peut constater que la modernisation d'anciens ouvrages comme ceux de Chancy-Pougny (Franco-Suisse) et de Verbois (Suisse) sur le Rhône ont conduit à des gains substantiels tant en énergie (productible) qu'en puissance. Rappelons que nos 400 ouvrages publics concédés représentent 90% du productible et la totalité de l'hydroélectricité pilotable (Fiche 5). **Pourquoi continue-t-on à aider au développement des petites centrales<sup>50</sup> alors que nous ne faisons rien pour le parc d'ouvrages concédés ?**

Nous sommes favorables à des suréquipements de chutes existantes, sur le Rhône et ailleurs

---

49 L'exemple de l'équipement du pont barrage de Vichy qui met à mal la politique de sauvegarde du Saumon sur l'axe Loire Allier pour une production dérisoire, est de ce point de vue très illustratif.

50 L'aide publique (hors mesure fiscales éventuelles) directe à la petite hydraulique nouvelle peut être estimée à quelques millions d'€ par MW installé (typiquement 2 à 3 M€) à partir des chiffres donnés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour les lauréats aux derniers appels d'offre « petite hydraulique ». Ces chiffres s'appliquent à des centrales bénéficiant du complément de rémunération (Puissance installée supérieure à 1MW). Les centrales bénéficiant de l'obligation d'achat (Puissance installée inférieure à 500kW) pourraient recevoir des aides d'un montant double (5 à 6 M€ par MW). **Il est regrettable que les chiffres exacts ne soient pas rendus publics par la CRE.**

comme à Gavet sur la Romanche<sup>51</sup>, surtout celles augmentant la souplesse d'intervention du parc si les effets de leurs éclusées en sont maîtrisés (c'est ce que font nos voisins Suisses, c'est ce qu'a fait EDF à la Bathie-Roselend). Nous sommes favorables à certaines extensions de chutes concédées existantes (ce que termine EDF à la Coche<sup>52</sup> n'a pas appelé de réaction de notre part) ce qui renvoie à leur renouvellement pour les plus anciennes d'entre elles.

### **Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)**

Actuellement, le stockage d'eau en altitude apparaît comme une des solutions présentant le meilleur rendement (plus de 70%) et la plus longue durée. Cependant ces installations sont aussi très coûteuses, de construction longue (10 ans) et très dommageables à l'environnement. Les sites d'importances sont connus, ceux de taille inférieure le sont moins mais ils sont aussi (relativement) plus coûteux et leur multiplication serait source d'effets cumulatifs sur l'environnement, difficiles à maîtriser. Par ailleurs l'évolution des techniques (batteries, hydrogène, Power-to-gas, réseau intelligent) comme celle des usages (mobilité électrique, maîtrise de l'énergie,...) fragilise la position économique des STEP rendant plus difficile l'estimation de leur intérêt à moyen et long terme.

En ce qui concerne les STEP nous remarquons :

- Qu'une partie du besoin de stockage et de pilotage peut être satisfait en superposant des groupes de pompage turbinage sur des réservoirs existants : cela a été fait à Bissorte (Maurienne) mais aussi à une moindre échelle à Vouglans (Ain) et à Sainte Croix (Verdon), cela pourrait être fait au Chambon (Romanche) et ailleurs (fiche 3).
- que le besoin de stockage ne s'affirme pas avant 2035 selon RTE, qui plus est dans un contexte électrique très différent de celui d'aujourd'hui (voir supra) et, sans doute, difficilement prévisible, indépendamment de la contribution accrue de sources électrogènes variables.
- que la PPE n'identifie ce besoin que de façon très imparfaite puisque le temps de cycle<sup>53</sup> des 1,5 ou 2GW prévus n'est pas donné alors que ce paramètre essentiel conditionne le volume des réservoirs et donc, en grande partie, l'impact environnemental<sup>54</sup>.
- que des technologies existantes (pompes turbines à vitesse variable) et disponibles sur le

---

<sup>51</sup> Remplacement de 6 centrales par une centrale unique : productible augmenté de 155 GWh (30%), arasement d'une dizaine de seuils transversaux, sécurisation de l'accès au lit de la Romanche pour le public. L'équivalent de 30 petites centrales hydroélectriques + une amélioration de l'environnement aquatique.

<sup>52</sup> STEP journalière combinée à une centrale de pointe (+ 20% en puissance + 100 GWh en productible) avec un impact limité sur l'environnement aquatique.

<sup>53</sup> Le temps de cycle « pompage turbinage » exprime la durée cumulée du remplissage du réservoir supérieur initialement vide et de sa vidange complète par turbinage. Un temps de cycle de quelques heures permet de reporter la production d'heures creuses vers les heures pleines dans une même journée, le report de fin de semaine sur la semaine demande des temps de cycle de plusieurs dizaines d'heures, le report d'une saison sur l'autre demande des temps de cycle de plusieurs centaines d'heures.

<sup>54</sup> La consultation des différents écrits relatifs à la transition énergétique semble indiquer qu'il s'agit de besoins hebdomadaires, les durées plus longues seraient assurées par des boucles thermiques impliquant les filières hydrogène ou hydrocarbures « vert » de type « Power to gas ». Cette remarque dimensionne le stock énergétique à 30-50 GWh environ. 1Mm3 sous 100 m de chute donnent ¼ GWh (environ). Il apparaît que ces chiffres ne sont pas hors de proportion avec les caractéristiques des centaines de stockages à finalité énergétique existant dans notre pays. Plusieurs études ont évaluées les possibilités de réaliser de telles STEP en réutilisant les infrastructures existantes (nous avons signalé à la Fiche 4, le projet européen eStorage qui a identifié pour la France 16 possibilités de STEPs utilisant les infrastructures existantes. Par ailleurs ce serait faire injure aux capacités d'ingénierie d'EDF que de penser que cet inventaire n'existe pas dans cet établissement ! Dans ces conditions il nous apparaît plus pertinent à tous égards (acceptabilité sociale et sociétale, délais de réalisation, coût, impact sur l'environnement...) de réfléchir en priorité sur l'augmentation des capacités de stockage par pompage des retenues existantes.

marché (et maîtrisées par GE Hydro ex Alstom à Grenoble) pourraient accroître l'efficacité (5% ?) des 6 principales STEP existantes en France.

- que la rentabilité économique des STEP a du mal à s'imposer, preuve en est la déconvenue des Suisses<sup>55</sup> qui voulait faire de leur pays la pile électrique de l'Europe

**Bref pour les STEP en site vierge, il serait urgent...de ne pas trop se presser !**

**Il y a donc beaucoup à faire en matière d'hydraulique tout en diminuant les impacts sur l'environnement. Aussi nous ne comprenons ni n'acceptons qu'aujourd'hui des fonds publics soient engagés pour détruire notre patrimoine naturel avec des infrastructures nouvelles en sites vierges, alors que la modernisation de l'existant reste en déshérence.**

**Potentiel d'optimisation des centrales concédées existantes** (Domaine Public hydroélectrique qui représente 90 % du productible et 92 % de la Puissance installée en France Métropolitaine)

Il est difficile d'estimer le **potentiel d'optimisation des chutes existantes en raison de sa** sensibilité au temps de retour souhaité de l'investissement économique qu'il représente. Cette maîtrise réclame à la fois une bonne connaissance de la chute que l'on souhaite améliorer, la maîtrise des techniques électromécaniques et la capacité de fabrication de groupes parfaitement adaptés au projet de modernisation envisagé.

L'éventualité d'une mise en concurrence du renouvellement des concessions donne un atout important au candidat à la reprise qui saura proposer des améliorations performantes. Les investissements qu'il proposera constitueront le cœur de son offre et la maîtrise des coûts lui permettra de se différencier des offres concurrentes. De ce fait, ces données ont un caractère sensible qui les rend inaccessibles alors que le silence des services de l'État, compétents en la matière, accrédite leur incapacité à y pallier : le seul chiffre officiel est celui de la PPE soit 400 MW mais aucune estimation de productible n'y est attaché.

On peut se raccrocher à un document accompagnant le SDAGE du Bassin Rhône Méditerranée 2010-2015 (« Évaluation du potentiel hydroélectrique du bassin Rhône Méditerranée » n° RM07-B44\_B, 30/10/2007, 45 pages réalisé par les cabinets ISL et Asconit). Au moment de la parution de ce document, tout le monde en France s'accordait sur le fait que la préférence donnée au concessionnaire sortant allait entraîner la très grande stabilité des concessionnaires au moment des renouvellements qu'il s'agisse de la CNR sur le Rhône, la SHERM dans quelques vallées des Pyrénées ou du Massif central ou d'EDF pour la quasi-totalité des concessions restantes. On peut donc penser que les concessionnaires ont fait preuve de réalisme...et de franchise dans les propos rapportés par ce document :

« Les potentiels d'optimisation, de suréquipement et de turbinage des débits réservés des centrales existantes ont été fournis par les producteurs. Ils sont synthétisés dans le tableau ci-dessous (Page 42) :

Bassin Rhône Méditerranée	Puissance	Productible
Potentiel d'optimisation et de suréquipement des centrales existantes	975 MW	1540 GWh
Potentiel de turbinage des débits réservés	25 MW	202 GWh
Potentiel d'optimisation et de suréquipement des centrales du Rhône	417 MW	1410 GWh

On constate le très fort sous équipement du Rhône ( 1410 /417 = 3380 h) qui, avec deux fois moins de puissance installée supplémentaire, fait jeu égal avec l'optimisation et le suréquipement de toute les autres centrales du Bassin (60% de la puissance française métropolitaine !), le chiffre « PPE » officiel de 400 MW pour toute la France métropolitaine apparaissant comme 3,5 fois inférieur aux estimations des exploitants sur le seul bassin Rhône Méditerranée!

Dans les autres bassins, il existe également un potentiel d'optimisation. Par exemple dans le bassin Adour Garonne qui occupe le deuxième rang par ordre d'importance pour la production hydroélectrique après le bassin Rhône Méditerranée « un potentiel estimé d'optimisation des installations existantes (équipements de sites existants, turbinage des débits réservés, équipements d'autres ouvrages,...) » a été estimé et on trouve ( page 14 du document correspondant à ce bassin) le tableau suivant :

Bassin Adour Garonne	Puissance	Productible
Potentiel d'amélioration ( rendement, débit dérivé...)	1325 MW	1584 GWh

55 Le Na  
une part

<https://www.letemps.ch/suisse/nant-drance-risque-dun-gouffre-financier>