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

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

FICHE 1 : LA SITUATION ALARMANTE DE L'ÉTAT DE NOS COURS D'EAU ET LE RÔLE DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DANS CET ÉTAT. 6

FICHE 2 : EN TOUTE HYPOTHÈSE, LE DÉVELOPPEMENT ÉVENTUEL DE L'HYDROÉLECTRICITÉ NE JOUERA QU'UN RÔLE MARGINAL DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE. 8

FICHE 3 : LES ANCIENS MOULINS COMME CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES ? 11

FICHE 4 : LES « DEUX » HYDRAULIQUES ET LEUR RÔLE DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE 18

FICHE 5 : LES PERSPECTIVES CLIMATIQUES ET SOCIÉTALES 23

FICHE 6 : CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES 25

FICHE 7 : QUE PEUT-ON FAIRE D'INTELLIGENT EN MATIÈRE D'HYDROÉLECTRICITÉ ? 30

INTRODUCTION

L'hydroélectricité revient souvent dans l'actualité et dans les débats parlementaires autour de la transition écologique. Ces débats adoptent le plus souvent des visions caricaturales de la situation et des perspectives de cette source renouvelable électrogène, fortement déformées par le prisme d'intérêts catégoriels comme la petite hydraulique ou, plus dérisoire encore sur le plan énergétique, celui des associations de défense des moulins (Fiche 3). Les lignes qui suivent visent à partager quelques éléments de nature à rationaliser un débat actuellement confiné sur des bases largement fantasmées. L'avenir de l'hydroélectricité est un sujet complexe comportant plusieurs points d'entrée parmi lesquels 3 nous semblent importants:

- L'état écologique des cours d'eau et les pressions qu'exerce la production hydroélectrique sur cet état.
- Le rôle de l'hydroélectricité dans la transition énergétique
- Le potentiel hydroélectrique gravitaire en métropole .

Notre position sur l'hydraulique est d'abord fondée sur l'état des cours d'eau qui est loin d'atteindre les objectifs prescrits par la Directive Cadre sur l'Eau (DCE[1]). Parmi les facteurs limitant nos performances en la matière, on peut citer les pressions liées à l'artificialisation de nos cours d'eau : altération morphologique et fixation des lits mineurs, perturbation du transport sédimentaire, continuité transversale et longitudinale, bouleversement de l'hydrologie…(Fiche 1). Dans notre bassin Rhône Méditerranée, ces pressions jouent les tous premiers rôles dans l'explication de nos performances médiocres. C'est donc sur ces pressions qu'il convient d'agir en priorité sachant qu'il faut bien évidemment tenir compte des activités humaines, en particuliers économiques. Ces activités apparaissant bien souvent prioritaires, il faut en contrepartie et partout où c'est possible, améliorer la situation en diminuant ces pressions. L'hydroélectricité est une des sources de ces pressions parmi d'autres. Dans un bassin qui héberge 60% du parc hydroélectrique, cette activité ne peut se soustraire à l'obligation de les réduire et elle ne peut, a minima, contribuer par un développement éventuel, à leur aggravation.

Notre deuxième axe de réflexion concerne la production d'énergie renouvelable décarbonée à laquelle nous sommes de longue date attachée, et, plus particulièrement ici, l'hydroélectricité. Concernant cette dernière, notre raisonnement se développe suivant deux lignes :

- La première découle d'une analyse des services rendus par l'hydroélectricité au système d'approvisionnement électrique qui peuvent en première approximation se diviser en deux catégories (Fiche 4) :
    - la production de kWh lorsque les conditions hydrauliques naturelles le permettent : hydraulique « fatale ».
    - la production de kWh lorsque le réseau l'exige (par exemple pointe de consommation ou indisponibilité d'autres moyens de production que ce soit une indisponibilité naturelle : absence de vent sur l'éolien, couverture nuageuse ou

[1] La directive 2000/60 - Cadre d'une politique communautaire dans le domaine de l'eau adoptée par l'Europe le 22 octobre 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. https://eur-lex.europa.eu/FR/legal-content/summary/good-quality-water-in-europe-eu-water-directive.html

période nocturne sur le PV) ou intrinsèque à l'équipement (défaillance[2]) : hydraulique « pilotable ».

- La deuxième est une analyse du potentiel de développement:
    - Le potentiel de développement de l'hydraulique est faible qu'on le compare au parc hydroélectrique existant (+ 5% sans doute moins?) ou au potentiel des autres sources renouvelables électrogènes(éolien et photovoltaïque principalement : Fiche 2). Sa présentation sous un jour très favorable ne doit pas faire illusion : les sites les meilleurs ont déjà et depuis longtemps été « écrémés ». C'est également un potentiel onéreux toujours par rapport à celui des autres sources renouvelables. L'ancienneté des technologies utilisées le place à l'écart de toute innovation de rupture et sa nature même l'expose aux effets du changement climatique et aux évolutions de la demande sociétale (Fiche 5). La petite hydraulique, qui représente la grande majorité du potentiel de développement, a pour seul intérêt est d'être source de financement pour les collectivités locales mais au prix d'une aide publique massive qui pourrait tout aussi bien leur être versée directement au titre de la solidarité entre territoires. Nous n'évoquons pas ici le potentiel de la conversion des anciens moulins à la production électrique qui occupe malheureusement une place dans les débats parlementaires inversement proportionnelle à son importance réelle : nous n'hésitons pas à qualifier de fantaisistes les chiffres annoncés dont la réalité ne constitue d'ailleurs qu'une part très minoritaire du potentiel de développement de la petite hydraulique, potentiel lui-même limité (Fiche 3). Nous reconnaissons bien volontiers que quelques sites peu sensibles pourraient être équipés avec un impact environnemental limité mais, actuellement, le choix des sites est laissé entièrement aux promoteurs, privés pour l'essentiel, ce qui conduit malheureusement à l'équipement de sites extrêmement sensibles (réservoirs biologiques, Zone centrale de parc Nationaux, sites Natura 2000 …).
    - Cette rareté des sites nouveaux, en particulier de sites de grande hydraulique pilotable, et de leur cout (sans même parler des contraintes environnementales), reporte l'attention sur l'existant et sur son amélioration (Fiches 6 et 7) notamment pour ces services d'hydraulique pilotable.

Les possibilités d'amélioration de l'existant sont difficiles à estimer précisément en dehors des spécialistes disposant par ailleurs d'une bonne connaissance des équipements. Les perspectives de mises en concurrence ont fermé de façon étanche les sources d'informations fiables en la matière, l'expertise étant localisée chez les concurrents potentiels et, en particulier, chez EDF. Des indices convergents montrent toutefois que ces possibilités sont importantes et qu'elles peuvent être envisagées dans la perspective d'une amélioration de la production et surtout de ses capacités de pilotage. Quelques exemples montrent que cette augmentation des performances peut être acquise conjointement à une diminution des pressions sur l'environnement. Ces améliorations se concentrent sur les chutes concédées appartenant au domaine public hydroélectrique du fait de leur importance, sans pour autant écarter la petite hydraulique, en général privée. Ces chutes concédées sont en effet de loin les plus impliquées dans la transition énergétique puisqu'elles représentent 90% de la production hydroélectrique et surtout 100% de l'hydraulique pilotable (Fiche 4). Les investissements de

[2] La défaillance simultanée en 2021-2023 de plusieurs réacteurs nucléaires soit par des retards dans la maintenance et le rechargement en combustible soit par des défauts génériques (corrosions des circuits de secours) illustre les événements exceptionnels auxquels l'hydroélectricité « pilotable » peut contribuer à faire face.

modernisation de ces chutes sont fortement réduits depuis plus de dix ans parce que notre pays n'a jamais pu trouver de solution pour le renouvellement des concessions hydroélectriques préservant notre souveraineté tout en respectant le cadre européen (Fiche 6). C'est pourtant très certainement de loin là que se situe la possibilité majeure de contribution de l'hydroélectricité à la transition écologique (Fiche 7).

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[3] au SDAGE 2022-2027 (3éme et dernier cycle de la DCE[4]) 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 la qualité des eaux				Pressions sur l'hydromorphologie et la continuité			
PRESSIONS SUR LES COURS D'EAU	**Nutriments urbains et industriels**	Nutriments agricoles	Pesticides[5]	**Substances dangereuses** (Hors pesticides)	**Prélèvements** d'eau	**hydrologie** : prélèvements, éclusées, dérivations…	**Morphologie**	Altérations **continuité** écologique et sédimentaire[6]
Proportion de cours d'eau	**23%**	**12%**	**28%**	**10%**	**22%**	**31%**	**53%**	**39%**
Rang de la pression par nombre de cours d'eau impactés	**5ème**	**7ème**	**4ème**	**8ème**	**6ème**	**3ème**	**1er**	**2ème**

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 3 pressions. « *Le bassin Rhône-Méditerranée est aussi le siège de l'essentiel de la production hydro-électrique française* (NDR 60% du productible[7]), *qui a fortement contribué à la dégradation des milieux aquatiques et qui constitue toujours un frein à l'atteinte de leur bonne qualité écologique.* »[8]. 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 de sorte que la pression exercée par l'hydroélectricité est présente partout sur le territoire.

[3] adopté le 9/12/2019 par le Comité de Bassin Rhône Méditerranée
[4] La Directive Cadre sur l'Eau (DCE) voir supra.
[5] Principalement par l'agriculture, l'usage en étant interdit, pour les collectivités (2017) et pour les particuliers (2019).
[6] 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.
[7] Production moyenne annuelle exprimée en kWh, MWh, GWh et TWh
[8] 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)

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 :

- Améliorer l'insertion du parc existant dans son environnement naturel.
- Limiter la création d'installations nouvelles aux sites les moins sensibles[9].

[9] 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* ». Citation in extenso dans la fiche 7.

FICHE 2 : EN TOUTE HYPOTHÈSE, LE DÉVELOPPEMENT ÉVENTUEL DE L'HYDROÉLECTRICITÉ NE JOUERA QU'UN RÔLE MARGINAL DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE[10].

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[11] pour 2023 et 2028, Pages 110 et 116 du texte de la PPE[12] pour 2016-2017.

Dans la PPE 2020, l'objectif de développement assigné à l'hydroélectricité ne joue que sur 1% de la somme des objectifs de toutes les sources renouvelables d'électricité. Les nouveaux aménagements hydroélectriques proposés par la PPE ne représentent que 1,4 GW à comparer avec 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[13] et la PPE ne fait que reprendre le potentiel théorique UFE-État[14] 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[15], 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[16] ce qui revient 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

[10] 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.
[11] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TRER2006667D%20signe%CC%81%20PM.pdf
[12] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf
[13] Qui ont d'ailleurs été rappelées par la Ministre Barbara Pompili 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 ».
[14] 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
[15] Illustration de ces difficultés non prévues, le retard de plusieurs années concédé par EDF à GAVET dû à la suspicion de présence d'amiante dans la roche où étaient creusées la galerie d'amenée et la salle de l'usine. La difficulté a pu être ici surmontée ce qui n'est pas toujours le cas.
[16] 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 pas été réalisés et ne le seront probablement jamais !

représentant que 25% de la consommation d'énergie en France[17], ce serait en réalité à un gain de 0,1% auquel nous aboutirions : **nous sommes toujours dans l'épaisseur du trait !**

Les thuriféraires de l'hydroélectricité se plaisent à opposer la production soi-disant fiable et prévisible de l'hydroélectricité à l'intermittence et à la variabilité de l'éolien et du photovoltaïque. Cette assertion est davantage justifiée à l'échelle d'une journée voire d'une semaine, elle est beaucoup moins justifiée à l'échelle inter-saisonnière et carrément fausse lorsque l'on compare les productions annuelles d'une année sur l'autre : le productible hydroélectrique métropolitain varie 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.

Enfin, et surtout, le potentiel de développement résiduel de l'hydroélectricité est inférieur de un à deux ordres de grandeur au potentiel des autres sources électrogènes renouvelables (voir hors texte infra) de sorte que, même en prenant, comme cela est souhaitable, les plus grandes précautions, ce potentiel repousse à la marge les possibilités résiduelles de l'hydroélectricité .

L'argument économique perd jour après jour toute pertinence avec la baisse inexorable du kWh éolien et surtout photovoltaïque. Depuis dix ans on assiste à une chute spectaculaire des couts dans l'éolien et plus encore dans le photovoltaïque face à un renchérissement des couts sur la petite hydraulique (raréfaction des sites favorables, augmentation des couts 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 hydroélectrique) face à des couts 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).

Cet écart va s'élargir avec d'un côté une technologie mature, plus que centenaire, pour laquelle aucune innovation de rupture ne peut être espérée et de l'autre une technologie en plein développement qui peut envisager, sans crainte d'être démentie, une division au moins par deux des couts de production dans un avenir proche[18].

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 varie 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 trois sources écrites: la PPE de 2020 déjà citée (extraits en bleu les productibles qui en découlent ont été calculé par nos soins pour faciliter la comparaison), dans : *Retour du SER à la consultation publique sur le bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »* de RTE et enfin dans la note d'accompagnement de 15 pages : *Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050.*

Potentiel Éolien terrestre : **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'entrainement 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**
Etoliennes standard	170 GW	360 TWh
Etoliennes de nouvelle génération dites « toilées »	120 GW	330 TWh

Tableau 25 : Potentiel éolien national

Eolien Maritime : 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 produit 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 : 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 in productible de plus de 350 TWh.

Les gisements d'installation PV disponibles sur toitures et surfaces déjà artificialisées ou délaissées sont suffisants pour répondre à de nombreux scénarios énergétiques. En 2015 l'ADEME a évalué ces gisements à 53GWc au sol sur surfaces artificialisées et 364 GWc en Toiture soit un total de 417 GWc1. Dans ces conditions le PV « classique » (hors milieu naturel et agrivoltaïsme) pourrait répondre aux besoins de tous les scénarios énergétiques de RTE à l'horizon 2050 (le scénario M1 qui a le maximum de capacité PV nécessite 214 GWc avec ce mode de production soit bien moins que les 417 GWc évalués par l'ADEME)[2].

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

Le site https://solairepv.fr/ donne des éléments de faisabilité à moyen terme (2050) pour des surfaces déjà artificialisées

	Productible
PV « sur Toiture » (jusqu'à 120€/MWh)	90 TWh
PV « sur Toiture » (jusqu'à 150€/MWh)	125 TWh
PV « friches et parkings »	70 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 voient 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 hydroélectrique 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)

[1] Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - La librairie ADEME 2015

[2] Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 | RTE (rte-france.com) Tous les scenarios envisagés à l'horizon 2050 conduisent à un accroissement important du parc photovoltaïque métropolitain (10 à 20 fois le parc actuel). Pour autant les surfaces correspondantes (avec les technologies d'aujourd'hui) conduisent à une mobilisation d'environ 0,3% de la surface du pays pour les scénarios les plus ambitieux (conjuguant l'abandon du nucléaire et une sobriété énergétique acceptable), chiffre à comparer au rythme d'artificialisation des sols de ces dernières années du simple fait du développement des activités humaines qui est de 0,1%/an. C'est à dire que le développement prévu du photovoltaïque dans un tel scénario ne recouvrirait que l'équivalent de la surface artificialisée au sol de 3 années au rythme actuel. Une partie de cette surface concernerait des surfaces déjà artificialisées (toitures,...) ou des terrains ayant une vocation compatible avec leur équipement photovoltaïque (...). Ces surfaces cumulées seraient d'ailleurs théoriquement suffisantes pour répondre à la totalité des besoins (0,3%) mais leur équipement total se révèle impossible dans les délais requis par nos engagements (toitures inadaptées par exemple).

FICHE 3 : LES ANCIENS MOULINS COMME CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES ?

Cette fiche n'aurait pas lieu d'être s'il ne courait pas jusqu'aux bancs du Parlement des chiffres fantaisistes sur ce que pourrait produire la reconversion systématique des anciens moulins en centrales hydroélectriques. Une fois de plus ce sont les thématiques les plus insignifiantes pour la transition énergétique qui suscitent le plus de débats et de controverses et retiennent le plus la lumière médiatique.

Les moulins à eau étaient nombreux[19]. 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 »[20]. La puissance moyenne des centrales de petite hydraulique est d'environ 1MW[21] que l'on peut comparer à la puissance nécessaire à l'entrainement d'une paire de meules, environ 5 kW soit 200 fois moins[22]. Même en tenant compte du faible rendement des roues hydrauliques[23] dont le remplacement par des turbines modernes multiplierait par un facteur compris entre 2 et 4 la puissance des moulins d'antan, la reconversion de ces dernier n'aboutirait, dans le meilleur des cas, qu'à des centrales hydroélectriques de puissance plusieurs dizaines de fois plus faible que 1 MW[24].

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[25] soit la moitié de la

[19] 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 céréaliers (82 300 moulins selon la statistique impériale de 1809 du ministère de l'intérieur - Archives Nationales, F 20 560), ceux de toutes les installations profitant de la force motrice des eaux : scies mécaniques, forges, fenderies, taillanderies, bocards, filatures, tissages…

[20] Page 17 du rapport de synthèse du IGEDD Brandeis-Michel (opus cité) « Le passage d'une utilisation mécanique de la force motrice de l'eau des moulins à la production d'électricité s'est opéré à partir de la fin du XIXe siècle. Aujourd'hui leur production et leur potentiel les rattachent quasi exclusivement à la "très petite" hydroélectricité. Celle-ci comprend la pico (moins de 20 KW) et la micro électricité (20à 500 KW). Cette très petite hydroélectricité représente aujourd'hui la moitié du parc d'installations hydroélectriques et fournit moins de 2 % de la production nationale d'hydroélectricité. » soit seulement 1/5ème de la production de la petite hydraulique :

[21] Source FHE

[22] La FFAM avance le chiffre minimal de 3kW soit 300 fois moins !

[23] Le XIXème siècle a vu se multiplier les améliorations de tous les modèles de roues hydrauliques dont les rendements pouvait dépasser les 80% voire 90% pour certains modèles (roues Sagebien). L'adaptation au site et le réglage qu'elles nécessitaient en a probablement limité la diffusion. Tout en permettant l'exploitation de faible hauteur de chute (jusqu'à quelques décimètres), ces roues présentent des limitations importantes dans leurs capacités d'entonnement et dans la vitesse de rotation ce qui limite leur intérêt pour la génération électrique.

[24] En tenant compte d'un rendement de 20%, le rouet (roue horizontale très fréquente dans le bassin méditerranéen) entrainant une meule pourrait être remplacé par une turbine moderne fournissant une puissance nominale de 20kW environ

[25] L'origine de ce chiffre, comme celui d'estimations plus élevées encore, est attribuée au projet européen RESTOR-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 défini elle-même comme « … a lobby organisation promoting the interest of small hydropower in Europe. » On ne 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

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 :

1. Tout d'abord une partie des anciens moulins ont déjà été convertis en centrales hydroélectriques et ne font de ce fait plus partie du potentiel excepté par la voie d'améliorations.
2. 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 comparées à des centrales de haute chute de puissance identique. Les basses chutes sont très sensibles aux fortes eaux et aux crues qui diminuent la hauteur de chute (effacement des seuils et remonté du niveau d'eau dans les ouvrages de fuites). Le changement climatique, auquel on attribue l'augmentation de la fréquence et du niveau des crues, ne leur est pas très favorable. Les anciens moulins, à la fois petits et utilisant des basses chutes, sont mal partis. La conséquence pratique est que la pertinence économique de cette conversion à la production électrique sera intimement liée à la possibilité de mener cette conversion avec le minimum de travaux, l'idéal étant que la substitution des mécanismes anciens par des dispositifs électromécaniques modernes d'effectue sans toucher aux infrastructures existantes.
3. Certains moulins sont établis sur des cours d'eau temporaires ou de très faible débit[26] avec éventuellement la possibilité de constituer une réserve accumulée pendant des jours ou à l'occasion d'un orage[27]. Cela suffisait pour moudre en quelques heures la production des champs alentours. Leur conversion en centrale hydroélectrique est de peu d'intérêt et cela sans compter les effets du changement climatique sur ces débits.
4. La hauteur de chute de nombreux moulins est inférieure à 2 m[28] ce qui réduit considérablement l'éventail des dispositifs existants pour ce type de chute[29] sans parler de

[26] Dans le recensement de 1809, le maire de Gajan (Gard), Louis Gory, constate que les moulins "ne sont que de petite taille, situés sur de petites rivières qui n'ont pas même de source assignée qui ne prend son origine que des eaux pluviales, et qui ne travaillent ordinairement que deux ou trois mois".https://www.midilibre.fr/2023/02/23/les-moulins-du-village-tributaires-des-saisons-pluvieuses-11017357.php

[27] 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 (dénommée « 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'arrêt: les impacts des moulins convertis en centrales hydrauliques ne sont pas comparables à ceux des moulins d'antan !

[28] « 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 inferieure 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 »

[29] 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 buttent sur une même limite basse située autour de 1,2 m de chute. Les Vis hydrodynamiques (dite d' « Archimède ») peuvent descendre légèrement en deçà de cette limite mais avec une très grande sensibilité aux conditions d'exploitation notamment du niveau des plans d'eau amont et aval. En deçà, ne restent que les versions modernes

leur coût, en particulier pour des débits importants (voir supra). Par ailleurs les sites les plus favorables ont déjà fait l'objet d'une conversion pour la production électrique[30].

5. 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).

6. Les coûts de conversion des anciens moulins en centrale hydroélectrique sont très liés aux modifications du génie civil que cette conversion entraine. La maitrise de ces coûts repose sur l'existence de technologies électromécaniques adaptées (voir supra), si possible standardisés pour des raisons de cout, et ne nécessitant pas de trop grandes modifications dans le génie civil[31]. Ceux dont la conversion réclamerait de trop grandes modifications de leurs infrastructures se retrouvent éliminés de ce fait. En particulier, une part importante de ces sites sont en ruine, tout ou partie de leur infrastructure hydraulique (prise d'eau, ouvrages d'amené ou de fuite…)[32] ayant disparue. La conversion de ces sites à la production électrique nécessitera une restauration des organes ruinés qui en grèvera les couts et diminuera la pertinence économique.

7. 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, mise en place de dispositifs électromécaniques modernes en dehors du bâti ancien : dégrilleurs, armoire de commande, vannes et clapets, poste de transformation et lignes d'évacuation d'énergie…)[33]. Se contenter des roues

---

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. Par exemple les roues « par en dessous » SAGEBIEN et ZUPPINGER, datant de la deuxième moitié du XIX^{ème} siècle, sont bien adaptées aux très basses chutes (jusqu'à quelques dizaines de centimètres !) et présentent de très bons rendements. https://www.academia.edu/36279088/Sagebien_and_Zuppinger_water_wheels_for_very_low_head_hydropower_applications
Cependant, leur très faible vitesse de rotation (quelques tours par minute) les rend peu adaptées à la production d'électricité où elles exigent des dispositifs multiplicateurs couteux et à l'origine de pertes de rendement importantes. Par ailleurs, en dépit de leur taille (5-10 m de diamètre), elles restent handicapées par leur faible capacité d'entonnement qui joue sur leur poids et le cout. Un exemple extrême est donné par la roue SAGEBIEN de Trilbatdou alimentant le canal de l'Ourcq à partir de la Marne, d'un diamètre de 11 m, large de 6 m et d'un poids dépassant 80 tonnes pour une puissance située autour de 150 chevaux (110kW) à une vitesse de rotation de quelques tours par minute https://aufildelourcq.org/technique/machine-sagebien.php

[30] Serge Benoit : « De l'hydromécanique à l'hydroélectricité : le rôle des sites hydrauliques anciens dans l'électrification de la France, 1880-1914 » in Fabienne Cardot (éditrice) La France des électriciens, 1880-1980. Actes du deuxième colloque de l'Association pour l'histoire de l'électricité en France, Paris 16 mai-18 avril 1985, Paris, PUF, 1986 pp 5-36 .

[31] Cela suppose la disponibilité de codes de calcul permettant la conception de matériels électromécaniques parfaitement adaptés aux structures existantes afin de 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 « petite 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.

[32] 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

[33] L'exemple du moulin de Saint-Thibéry sur l'Hérault illustre très souvent une conversion en centrale électrique présentée comme « 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^{ème} siècle et la 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/ .Toutefois, Serge Benoit, historien des techniques hydrauliques relativise l'importance du critère patrimonial pour prévenir l'éventuelle conversion des moulins en centrales hydroélectriques comme, du reste, leur mise aux normes de la continuité écologique et sédimentaire y compris par la suppression de leur seuil « *L'inventaire en apparaît aujourd'hui , sur un plan opérationnel, comme une urgence des plus immédiates, en raison du seuil de dégradation atteint par un certain nombres de sites, après en moyenne un siècle ou même quelquefois un demi-siècle d'abandon, ou par suite de leur réutilisation croissante à des fins, notamment résidentielles, risques de les rendre méconnaissable. Avant d'envisager toute action spécifique de préservation de ce patrimoine, qui sort du cadre de ce volume, et* ***qui sera de toute façon très sélective en raison même du très grand nombre de sites concernés****, il est plus que jamais indispensable de procéder à l'enregistrement le plus extensif de son état actuel, avec toutes les traces des étapes les plus diverses de l'évolution*

hydrauliques anciennes même remises à neuf serait accepter des performances inférieures sans même parler des couts qui en résulteraient.

8. Depuis leur mise à l'arrêt les usages de l'eau ont évolué et se sont accrus. Pour certains moulins, les débits dont ils pouvaient bénéficier ont été fortement modifiés par d'autres usages notamment pour l'irrigation ou par un aménagement hydraulique moderne parfois pour l'alimentation en eau potable. Les eaux sur lesquelles ils pouvaient compter naguère ont été en partie dérivées. Parfois le volume d'eau arrivant annuellement à la prise d'eau n'a pas été modifié mais c'est les fluctuations des débits qui limitent les possibilités hydroélectriques. La réduction souvent importante des capacités de production qui en résulte, écarte ces moulins de tout espoir de conversion à la production électrique. Cette éventualité est très commune dans les régions de montagne où le potentiel hydraulique gravitaire est déjà intensivement exploité. Incidemment, on comprend que les estimations de potentiel résiduel d'hydraulique gravitaire comme celui dit « de convergence » récemment élaboré par l'Etat avec l'aide de la profession ne peut s'additionner en totalité avec une estimation existante ou à venir du potentiel hydroélectrique des moulins notamment en zone de montagne et cela même si ce potentiel de convergence écartait explicitement la prise en compte de tout potentiel en deçà de 100 kW (90% des moulins d'après FFAM).
9. Pour les sites encore en état et dont une hydraulicité 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.

passée dont il peut s'avérer porteur. » in « D'eau et de feu : forges et énergie hydraulique, XVIII - XX^{ème} siècle ; Une histoire singulière de l'industrialisation Française », Presse universitaire de Rennes (PUR), 2022, page 139.

Potentiel de la conversion des moulin 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 *(Selon la FFAM Ce rapport exclurait les sites de moins de 10 kW ce qui éliminerait 50% des anciens moulins)*.
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 attribués à la conversion des moulins est donnée pour 350 MW déduction faite des moulins déjà reconvertis.
Ces deux estimations, toutes deux données sans explication, 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 meules 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%[1] 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.
Une autre statistique peut-être convoquée : c'est celle du service du ministère de l'agriculture présentée dans un article signé de M. Turquan parue dans la revue « Travaux publics », rapportée par Serge Benoit (voir opus déjà cité) :
« Il en ressort qu'il existait en France, durant les années 1880, 69.000 usines hydrauliques, en activité ou non , représentant une puissance brute équipée d'un million de chevaux, sur les seuls cours d'eau non navigables ni flottables. Si l'on ajoute à ceux-ci les cours d'eau réputés domaniaux, sur lesquels les usines étaient tout à la fois beaucoup moins nombreuses, mais d'une puissance unitaire nettement plus élevée, on peut admettre que le potentiel aménagé français, à la charnière de l'ère hydromécanique et de l'âge de l'hydroélectricité, aurait été de l'ordre de 1.100.000 ch répartis sur quelques 71.000 sites. Sur cet ensemble, il est permis d'estimer qu'il y aurait eu près de 60.000 usines en activité vers 1880, correspondant à une puissance brute de 900.000 ch et à une puissance installée moyenne de 350.000 ch, en adoptant un rendement de 40%, pour l'ensemble du parc français de moteurs hydrauliques, qui n'a rien d'optimiste, mais tient compte des très fortes disparités existant entre les différentes catégories d'établissements. »
On note incidemment l' ordre de grandeur quant à la puissance effective : entre 300 et 400 MW pour la France entière qui recoupe à la fois l'estimation tirée de la statistique de 1927 (voir supra) et *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.*
Plus récemment (novembre 2022), un des rapporteurs de la loi d'accélération des ENR, le député Pierre Cazeneuve, a émis le chiffre de 250 MW en provenance très probable de la DGEC.
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.

Enfin **les impacts, supposés faibles[1], des anciens moulins** ne répondent en rien des impacts des centrales hydroélectriques qui les remplaceraient. La reconversion d'anciens moulins en centrales électriques injectant l'énergie sur le réseau[2] conduit à un fonctionnement différent: dans le temps les périodes de chômage étaient fréquentes (jours de fêtes plus nombreux sous l'ancien régime que de nos jours, quand il y avait « du grain à moudre » le cout de transport réduisant la zone d'approvisionnement du moulin, on ne travaillait pas la nuit ni le dimanche…). D'autres usages existaient comme la navigation en barque ou en radeau, le flottage du bois…sans parler des temps de crues qui augmentaient encore les périodes d'ouvertures des vannages et autres pertuis sans parler de la valeur économique de la pêche. L'Histoire a gardé la trace d'innombrables conflits qui emmaillaient la vie des moulins en des temps où la rivière était loin d'être uniquement considérée comme une source d'énergie. Tout ce fonctionnement, ces règles écrites et non écrites et ces coutumes ont disparu de la mémoire des propriétaires d'aujourd'hui qui n'en conservent qu'un droit de propriété limité à ses aménités.
De plus les turbines et roues modernes n'ont pas les mêmes caractéristiques de transparence aux migrateurs que leurs antiques prédécesseurs : roues à aubes, roues par en dessus, roue de poncelet, rouet arabe et autres roues de poitrine….

Enfin quelques publications scientifiques[2] mettent en lumière les impacts des moulins sur les populations de poissons migrateurs donnant un fondement aux querelles incessantes entre pêcheurs et meuniers.

Une centrale hydroélectrique turbine 24h sur 24, 7j sur 7 et 356 jours/an car plus on turbine plus on gagne ! La plupart du temps personne n'est présent sur le site et les interventions en cas d'incident sont différées de plusieurs heures voire de plusieurs jours (obturation de l'orifice délivrant le débit réservé, engravement de la passe à poissons,…) même si leur conséquences sur l'environnement sont gravissimes alors que, naguère, le meunier était sur place chaque fois que les meules tournaient. Cela bien sûr sans oublier qu'une éventuelle remise en route sous la forme d'une centrale hydroélectrique interviendrait dans un cadre environnemental tout à fait différent de celui qui était le leur au moment de leur édification : des rivières sur lesquelles s'exercent des pressions multiples tant du point de vue des rejets ponctuels ou diffus, des contraintes hydro-morphologiques (endiguements, prélèvements divers,…) auxquelles il faut ajouter les modifications du régime hydrologique des cours d'eau dues au changement intervenu dans l'utilisation des sols de leur bassin versant (urbanisation, remembrement, assèchement, grandes cultures, élevages intensifs,…) en attendant les effets du changement climatique sur les débits. Toutes ces modifications combinent leur effets avec ceux des moulins pour augmenter les impacts sur la biodiversité…

Notre position est que le nombre des obstacles transversaux sur nos cours d'eau, les limites dans l'efficacité des mesures de réduction d'impact, exigent de recourir, chaque fois qu'on le peut, à leur effacement tout en respectant la volonté des propriétaires et en tenant compte de l'intérêt patrimonial et des usages existants ou potentiels. De ce point de vue, l'usage énergétique des anciens moulins ne nous paraît pas devoir justifier à lui seul la conservation d'un ouvrage en rivière.

[1]Le cas de l'autoconsommation peut-être différent car le turbinage y est en principe limité par les besoins : c'est une des raisons qui conduit à analyser de façon particulière l'utilisation de la micro-hydraulique pour l'alimentation des sites isolés, l'autre raison étant l'évitement de lignes électriques ou d'autres sources énergétiques présentant des risques de pollution.

[2] e.g. Lenders, H. J. R. et al. « Historical rise of waterpower initiated the collapse of salmon stocks". Sci. Rep. 6, 29269; doi: 10.1038/srep29269 (2016).

Conclusion : 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 ?[34] voir annexe ci-dessous), **celle-ci sans doute faible voire très faible ne pourrait être obtenue qu'à des coûts extrêmement élevés** [35] **qui ne seraient acceptables pour les propriétaires sans une aide publique massive** et supérieure à celle actuellement en place pour la petite hydraulique[36]. Sans cela, la conversion des anciens moulins restera une occupation pour une poignée de passionnés[37] disposant de fonds importants.

[34] *Rapport « Dambrine » cf. annexe 1 et* http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/064000471/0000.pdf. Selon la Fédération Française des Associations de Sauvegarde des Moulins FFAM, ce rapport exclurait les sites de moins de 10 kW ce qui éliminerait 50% des anciens moulins. 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.

[21] 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 SYNTHESE (VERSION PUBLIQUE), 6 avril 2017 Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques.

[36] Environ 3M€/MW pour les installations nouvelles et sans doute plus élevé pour les moulins : 5 à 6M€/MW ? Peut-être davantage ?

[37] Comme le conclu sagement la fiche technique de la FFAM consacrée à la conversion des moulin 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. 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 Direction de l'Eau et de la Biodiversité (DEB) au Ministère de l'écologie.

FICHE 4 : LES « DEUX » HYDRAULIQUES ET LEUR RÔLE DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

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 dans cette production, l'augmentation de cette dernière afin d' « électrifier » de nouveaux usages aujourd'hui assurés à partir de sources d'énergie fossiles. Pour cela, il est prévu de recourir, entre autres, à l'injection massive dans le réseau électrique de la production de sources renouvelables variables (éolien) voire intermittentes (photovoltaïque).

Au-delà de la production électrique[38], 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 ».

Plus que par sa production en moyenne annuelle (productible), l'importance de l'hydroélectricité dans la transition écologique réside dans sa souplesse et son caractère « pilotable »[39] mais cette caractéristique n'est l'apanage que d'une partie du parc actuel : autour de 70% de la puissance installée avec nos 6 Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP voir encart), un peu plus de 50% sans, 45% du productible, une centaine d'ouvrages seulement en tout [40], tous inclus dans la grande hydraulique concédée (Fiche 6) constituée de grands ouvrages dotés de réservoirs et fonctionnant par éclusées[41].

Lorsque le parc renouvelable aura atteint une certaine taille, sa production excédera parfois les besoins. Le stockage de cette énergie inutilisée au moment de sa production pour être injectée sur le réseau « à la demande » apparaît judicieux. Là encore, la « souplesse » de la grande hydraulique, dotée de réservoirs peut jouer un rôle[42].

Site	P turbinage (MW)	P pompage (MW)	Nombre groupes	Cste temps (heures)	Type
Montézic	910	870	4	40	H
Revin	720	720	4	5	J (STEP « Pure »)
Grand'Maison	1790	1160	4 +4	30	H
Super Bissorte	970	630	4 +1	5	J

[38] Le potentiel des ENR électrogènes (fiche 2) sont de nature à limiter les craintes de pénuries de kWh ... il reste à en disposer lorsqu'on en a besoin ! Pour cela les sources pilotables sont indispensables.
[39] 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.
[40] Sur les 400 centrales concédés, 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 apparaitre 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."
[41] 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
[42] http://cedricphilibert.net/lenorme-potentiel-du-pompage-hydraulique

La Coche	330	310	2	3	J
Le Cheylas	460	480	2	6	J

Caractéristiques des 6 STEP de Puissance existantes sur le territoire métropolitain (Source EDF)

A côté des STEP, spécialement adaptées à ce stockage, plusieurs grands barrages comme Vouglans sur l'Ain ou Sainte Croix sur le Verdon ont été dotés d'un groupe de pompage permettant de remplir la retenue à partir d'une retenue située à leur aval lorsque la production fatale est excédentaire. Plusieurs réalisations de ce type dépendent sans doute du renouvellement des concessions (Voir Fiche 6) … et de l'émergence des besoins (voir supra). Pour le moment EDF examine la possibilité de réaliser quelques équipements complémentaires de ce type, limités par deux contraintes : ne pas sortir du cadre juridique des concessions actuelles en se limitant à des modifications « non substantielles » et financièrement en veillant à des investissements susceptibles d'être amortis sur la durée de concession résiduelle. Dans ce cadre EDF étudie la possibilité d'ajouter deux groupes de pompage à l'usine de Saut Mortier sur l'Ain[43].

La transition énergétique renforce 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 2270 petites centrales qui ne représentent que 10% de la production hydraulique moyenne[44]. **Si le développement de la production hydroélectrique 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.**

[43] L'Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse contribuerait pour 25% à cet investissement qui permettrait de diminuer l'effet des éclusées sur la basse rivière d'Ain…

[44] En raison du chauffage électrique des locaux, les périodes critiques pour l'alimentation électrique correspondent à des périodes de basse température ambiante. Avec la généralisation de l'électrification des usages annoncée comme substitution aux énergies fossiles, la thermo sensibilité de la demande électrique va sans doute croitre dans l'avenir. A ces périodes critiques, la contribution des petites centrales hydrauliques au fil de l'eau situées en zone de montagne qui représentent la plus grande partie de la puissance installée du parc de petite hydraulique, sera fortement limitée par le gel et la rétention nivale.

Station de Transfert d'Énergie par Pompage

L'énergie se stocke difficilement sous forme électrique. Pour la stocker on doit recourir à d'autres formes d'énergie. Il existe beaucoup de solutions de stockage de l'énergie mais aucune solution ne recueille suffisamment d'avantage pour éliminer toutes les autres. Il n'est pas question ici de se lancer dans une comparaison d'autant plus que ce domaine est en pleine ébullition et les solutions d'aujourd'hui ne seront certainement pas celles de demain.
Les barrages stockent de l'eau qui peut être turbinée à tous moments pour produire de l'électricité. Ils constituent donc une des solutions de stockage de l'énergie qui utilise la pesanteur : une masse d'eau placée à une certaine altitude représente un stock d'énergie dite potentielle que l'on peut utiliser en faisant travailler le poids de cette masse (théoriquement : 1m3 d'eau sur 360 m de chute représente une énergie de 1kWh, en pratique il faut plutôt compter 450 m compte tenu des rendements : rendement de 70 à 80% de la chaine de pompage turbinage) . Une fois vidé le stock peut être rechargé en pompant de l'eau dans le lac : c'est ce que l'on appelle une STEP. Un barrage classique turbine l'eau arrivée naturellement dans la retenue. Une STEP turbine l'eau préalablement pompée dans son réservoir. Un barrage classique voit sa production contrainte par les apports : les précipitations et éventuellement la fonte des glaciers. Une STEP est contrainte par la disponibilité de l'énergie nécessaire pour pomper l'eau dans son réservoir mais aussi par la disponibilité de cette eau. Pour résoudre cette disponibilité les STEP sont constitués de deux réservoirs situés à des altitudes différentes, le plus élevé sert de stockage énergétique et le plus bas sert de réserve d'eau pour le pompage. Lorsque l'électricité est abondante (i.e. dépasse les besoins) et peu chère, elle est utilisée pour mettre en mouvement des pompes qui vont prélever de l'eau dans le réservoir du bas pour la rejeter dans le réservoir du haut. Inversement, lorsque l'électricité manquera sur le réseau et qu'elle aura alors une grande valeur, l'eau sera turbinée du réservoir d'altitude vers le réservoir du bas pour produire de l'électricité. Pour des raisons d'économie, les machines utilisées sont des turbines pompes qui assurent à la fois le pompage et le turbinage et partagent le même circuit hydraulique. Les débits de pompage et de turbinage sont de ce fait très voisins, ce dernier étant légèrement supérieur.
On peut ainsi imaginer des STEP totalement déconnectées de toute alimentation naturelle dans lesquelles l'eau circulerait alternativement entre les deux réservoirs. Le stock d'eau utilisé serait ainsi utilisé indéfiniment aux pertes par évaporation près. On parle dans ce cas de « STEP Pure ». Dans le cas contraire bien plus fréquent, l'un ou l'autre des réservoirs et parfois les deux peuvent être alimentés à partir du réseau hydrographique naturel. C'est le cas lorsque un des deux réservoirs où les deux préexistaient avant d'être inclus dans une STEP. Dans ce cas le fonctionnement de STEP va simplement se superposer au fonctionnement gravitaire classique.
Une valeur caractéristique très importante des STEP, la constante de temps est définie comme le temps de turbinage nécessaire pour épuiser la réserve d'eau du bassin supérieur. Ce temps de cycle renvoi à des possibilités d'utilisations différentes :
Une constante de temps de moins de 10 heures permet un fonctionnement journalier : on turbine le jour et pendant les heures de forte demande l'eau que l'on a remonté la nuit dans le réservoir supérieur.
Une constante de temps de quelques dizaines d'heures permet un fonctionnement hebdomadaires : on turbine le jour de la semaine l'eau que l'on a remonté durant les heures de faible consommation de la fin de semaine.
Si on dépasse quelques centaines d'heures de constante de temps on peut alors profiter des heures creuses estivales pour remplir un réservoirs que l'on turbinera lors des heures de fortes demandes l'hiver.
Qui peut le plus peu le moins : une STEP saisonnière pourra profiter des heures creuses de fin de semaines et des heures creuse de nuit.
Le pompage a été utilisé de longue date dans l'hydroélectricité. En général cette utilisation visait non pas un stockage énergétique, mais à remonter l'eau d'un cours d'eau ou d'un lac sur une hauteur limitée pour pourvoir la turbiner sur une hauteur de chute bien plus importante.
Les puissance ne jeux dans les STEP sont en général plus importante que pour les ouvrages gravitaire classiques parce les STEP sont calibrés pour intervenir à la pointe où la puissance est déterminante. Comme le pompage s'effectue uniquement à débit nominal, les contraintes sur le pompage des Groupes à vitesse variable s'exonèrent de cette contraire permettant une exploitation plus facile des opportunités de stockage.
Les puissances rencontrées sont de plusieurs centaines de MW avec des hauteur de chute de plusieurs centaines de mètres ce qui conduit à des volumes de retenue variant de quelques Millions de m3 pour les STEP journalière à une centaine de m3 pour les STEP saisonnières.
Le stockage gravitaire a fait rêver beaucoup d'ingénieurs astucieux. C'est ainsi que sont nées les STEP « minière » qui utilisent comme bassin inférieur une ancienne mine que l'on ennoie, les STEP marines adaptées aux côtes de falaises où c'est la mer qui constitue le bassin inférieur : peu de réalisations jusque-là dont une seule en eau salée au Japon.
Une autre piste est celle des mini ou micro STEP qui vise des sites moins importants et donc plus faciles à trouver. Pour l'instant ces STEP n'ont connu de la rares utilisation notamment dans les zones isolées mais certains imaginent d'en faire les compagnons des parcs éoliens ou photovoltaïques pour constituer des mini réseaux isolés capables de réaliser le suivi du charge.

Portrait du parc des usines hydroélectriques en France métropolitaine.

Aussi surprenant que cela puisse paraître, il est difficile de connaître exactement la composition de ce parc. Plus que son évolution au cours du temps, c'est l'inventaire des unités de petite puissance qui en complique le dénombrement[1]. Nous porterons donc notre attention sur cette partie du parc hydroélectrique. Rappelons tout d'abord dans le tableau suivant [2] les caractéristiques énergétiques globales de ce parc :

« Fatale » 16%	« pilotable » 84%			Total
Fil de l'eau	Éclusée	Lac	STEP	Tous types
26%	16%	40%	18%	100%
6,687	4,115	10,287	4,629	25,715 GW

Ces chiffres ne tiennent naturellement pas compte de la totalité des unités de petites puissance existantes sur notre sol métropolitain, une bonne partie d'entre elles restant inconnue. Dans la suite nous étudierons l'ensemble de ces unités et nous montreront que le tableau précédent reste valable en raison de la contribution très faible pour ne pas dire insignifiante de ces unités de faible puissance.

Rappelons les données de la petite hydroélectricité selon le syndicat France Hydro-électricité[3].
« La petite hydroélectricité désigne par définition les centrales d'une puissance inférieure à 10 MW (mégawatts).

- *Environ 2 270 centrales (d'une puissance <10 MW)*
- *2 200 MW de puissance installée sur le territoire français*
- *6 TWh / an de production en moyenne*

En France, la petite hydroélectricité compte pour 10 % de la production hydroélectrique globale, soit l'équivalent d'un réacteur nucléaire.
Les petites centrales hydroélectriques fonctionnent essentiellement au fil de l'eau, sans barrage de retenue ou réservoir et fournissent donc une énergie en continu[4], qui constitue la base de la production électrique nationale. Elles sont généralement équipée d'un petit barrage qui ne stocke pas l'eau mais créé un dénivelé. Cette hauteur de chute[5], conjuguée au débit du cours d'eau détermine la puissance de la centrale exprimée en kilowatts (kW) . »

La petite hydraulique est donc en quasi-totalité incluse dans l'hydraulique au fil de l'eau dont elle représente le tiers : 2200 MW sur 6687 MW. Leur nombre ne parvient pas à contrebalancer leur faible puissance unitaire : les unités de moins de 10MW sont 5 à 7 fois plus nombreuses que celle de puissance supérieure, mais elles ne représente moins 10 % de la puissance et de la production. Plus encore : une centaine de centrales d'une puissance supérieure à 50MW concentre les deux tiers du productible ![6] La domination de la puissance face au nombre est donc une des caractéristique de ce parc à toutes les échelles … et les possibilités de développement de l'hydroélectricité sur des nouveaux sites ne concerne presque exclusivement que des unités de faible puissance.

---

[1] Il s'agit souvent de centrales isolées du réseau de distribution public qui alimentent quelques habitations (autoconsommation) ou quelques ateliers artisanaux ou de petite industrie.
[2] Source « panorama de l'électricité renouvelable 31 décembre 2021 » pp. 26-30 et suivantes https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-02/Pano-2021-T4.pdf
[3] Source « Hydroélectricité en France, Chiffres Clefs » https://www.france-hydro-electricite.fr/lhydroelectricite-en-france/chiffres-clefs/
[4] « en continue » mais variable suivant le débit du cours… jusqu'à s'arrêter lorsque le débit du cours d'eau est trop faible : il s'agit donc en fait d'une continuité dans la variabilité voire même dans la discontinuité !
[5] Dans bien des usines, le seuil sert à alimenter une dérivation vers un canal à faible pente de longueur variable suivi d'une conduite sous pression (conduite forcée) qui amènera l'eau à la turbine. Dans ce cas la hauteur de chute est bien plus haute que la hauteur de seuil.
6 « Quelles rivières pour demain ? Réflexions sur l'écologie et la restauration des cours d'eau » par Christian Lévêque, QUAE éditions, ISBN 2-7592-3319-9, Page 141

En ce qui concerne les unités de petite puissance, l'inventaire récent le plus complet dont nous disposons est celui réalisé par le CLER pour l'ADEME(cité ici [6]).

Statut	La plupart des moulins reconvertis (Autorisés, fondés en et sur titre)		Autorisée et quelques fondés en titre	Autorisée ou concédée (+ rares fondés en titre)		Concédée		Total
	Unité intervalle kW			Unité intervalle MW				
Intervalle de puissance	0-20	20 - 150	150- 500	0,5-2	2- 4,5	4,5-10	P ?[6]	
Nombre	298	725	991	590	208	103	456	3371
Puissance (MW)	3	56	302	598	634	714	?	2307

On constate que, si les nombres des centrales divergent de 1101 unités entre FHE et le CLER, les chiffres de puissance cumulée ne différent que de 37 MW (2307 contre 2270 MW). On peut donc penser que cet écart ne concerne en grande majorité qu'une partie des 1073 centrales de puissance inférieure à 150kW collectées par le CLER et qui seraient donc restées ignorées par le décompte d'où sont tirés les résultats de FHE.

Le parc des centrales qui ne sont pas des « petites centrales hydroélectriques » peut être décrit à partir du tableau donné à la page 4 du rapport « Leteurtrois »[7] : « Selon le groupe de travail "Hydroélectricité" de l'Union Française de l'électricité (UFE), le parc français des installations hydroélectriques concessibles, c'est-à-dire celles dont la puissance est supérieure à 4,5 MW[8], s'élève aujourd'hui à 399 ouvrages se répartissant ainsi qu'il suit :

Puissance en MW	EDF	Groupe Suez	Autres producteurs	Total
4,5 < P ≤ 50	246	28	30	304
50 <P ≤100	30	6		36
P >100	46	13		59
Total	322	47	30	399

Source : UFE

Ce parc de 399 installations dispose d'une puissance nominale totale de 23,5 GW[9] et d'un productible total de 62,6 TWh. »

296 centrales concédées ne seraient donc pas des petites centrales. La France hébergerait donc 3667 centrales hydroélectriques.

	Unité intervalle kW			Unité intervalle MW				
Intervalle de puissance	0-20	20 - 150	150- 500	0,5-2	2- 4,5	4,5-10	P ?	10-2000
Nombre	298	725	991	590	208	103	456	296
Nombre cumulé	298	1023	2014	2604	2812	2915	3371	3667
Pourcentage du parc	8,13%	27,90%	54,92%	71,01%	76,68%	79,49%	91,93%	100%
Puissance (MW)	3	56	302	598	634	714	?	23408
Puissance cumulée (MW)	3	59	361	959	1593	2307	?	25715
Pourcentage du parc	0,01%	0,23%	1,40%	3,73%	6,19%	8,97%	?	100%

Les petites centrales hydroélectriques représentent environ 80 % du parc en nombre mais seulement moins de 9% en puissance électrique installée.

Les anciens moulins reconvertis en centrales hydroélectriques représentent plus du quart des unités de petite hydro-électricité mais moins d'¼ de % de la puissance totale[10] soit 40 fois moins que la puissance cumulée des seules petites centrales hydroélectriques : **les moulins ne constituent qu'une partie insignifiante de la petite hydro-électricité qui, elle-même, représente moins de 10% (en puissance[10]) du parc hydroélectrique total.**

---

[6] Ministère de l'écologie et du développement durable « Quels sont les enjeux de l'hydroélectricité , en annexe un rapport sur les énergies renouvelables », collection « Réponses environnement , la documentation française, ISBN 2-11-005338-0, 172 pages, 1er Trimestre 2003. La partie la plus intéressante pour notre propos est l'annexe 2 : pp 91-95. Le symbole « P ? » indique qu'il s'agit de centrales pour lesquelles la puissance est inconnue.

[7] « Rapport sur le renouvellement des concessions hydro-électriques » Établi par Jean-Pierre LETEURTROIS, Ingénieur général des mines Jean-Louis RAVARD, Ingénieur général des Ponts et Chaussées Georges ROZEN, Ingénieur général des Ponts et Chaussées Bertrand SCHNEITER, Inspecteur général des finances Laurent WINTER, Ingénieur général des Ponts et Chaussées, Novembre 2006 , 55 pages + 6 pages de « résumé et de recommandations »
https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/074/38074265.pdf

[8] Ce nombre de 399 est à rapprocher des estimations courantes du nombre des chutes concédées situées autour de 430 chutes (par exemple 433 dans https://www.uarga.org/downloads/Documentation/ouverture__concurrence_concessions_install_hydroelec_2018_10_b.pdf). Pour obtenir des chiffres comparables, Il faut soustraire de cette liste de 399 usines, les usines autorisées avant le 16 octobre 1919 (ces usines ont vocation à passer progressivement sous le régime de la concession ... si toutefois leur exploitation est poursuivie) et ajouter les chutes concédées de PMB comprise entre 500kW (ancien seuil de concession avant la loi de 1980) et 4500 kW (nouveau seuil). Les seuils de concession font référence aux Puissances Maximales Brutes (PMB) souvent très supérieures à la puissance électrique installée ce qui rajoute une incertitude supplémentaire dans notre tableau.

[9] 23,5 + 2,307 = 25,807 GW contre 25,715 GW d'après RTE.

[10] en cohérence avec l'estimation de la DGEC : « 18% des centrales hydroélectriques ont une puissance inférieure à 100kW et la puissance cumulée de ces centrales est inférieure à 0,1% de la puissance totale du parc. » Page 8
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Actualisation%202022%20du%20potentiel%20hydro%C3%A9lectrique%20fran%C3%A7ais%20-%20Synth%C3%A8se.pdf

[11] Cette proportion serait légèrement plus forte si on considérait non pas les puissances installées mais les productibles (production annuelle moyenne) , les centrales d'éclusée de lac ou les STEP, qui forment l'essentiel de la grande hydraulique sont des centrales de pointes, ayant par construction des durée de fonctionnement plus faible que les centrales fonctionnant « au fil de l'eau ».

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 Ayrault, alors PDG de la CNR[45], annonçait il y a quelques années dans le Monde une baisse du module du Rhône de 20 à 40 % dans un avenir pas si lointain.[46] Sa successeuse à la tête de la CNR ajoute aujourd'hui que *« Les prévisions de débits montrent qu'ils ne vont pas seulement baisser en moyenne, mais qu'ils vont surtout être plus différenciés selon les saisons »*[47].
- Dans ce même article[47] Denis Aelbrecht, président du Comité français des barrages et réservoirs (CFBR) indique que « *Des années comme 2022 vont revenir avec des fréquences plus élevées* », alors que Jean-Paul Chabard, président de la Société hydrotechnique de France (SHF),ajoute. *« Les études scientifiques montrent que le réchauffement pourrait provoquer des étiages plus sévères et des épisodes de précipitations plus sévères aussi »*.
- Les exploitants des ouvrages EDF du Drac et de la Romanche parlent d'une baisse de module **avérée** de 10 à 20%.

A l'échelle européenne, il semble admis que les pays les plus septentrionaux vont bénéficier d'un surcroit de pluviométrie alors que les pays du Sud de l'Europe vont subir des baisses. La position de notre pays, situé sur position intermédiaire, explique cette hésitation entre baisse et stagnation des modules qui recouvre sans doute des réalités contrastées suivant les bassins versants. Remarquons toutefois que, dans notre pays, l'essentiel du parc hydroélectrique comme l'essentiel de ses possibilités de développement, sont situés au Sud.

Si la baisse générale des modules reste un sujet de discussion, l'augmentation de la variabilité des débits fait l'unanimité, que ce soit à l'échelle intra annuelle ou interannuelle avec la répétition des années « sèches » successives.

A l'échelle intra annuelle, les épisodes paroxystiques, que ce soit dans les crues ou dans les étiages vont se multiplier avec une augmentation de la fréquences et du niveau des crues et un allongement des étiages de niveau plus bas qu'aujourd'hui. 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

[45] Compagnie Nationale du Rhône : créée en 1933, cette entreprise à majorité publique détenait jusqu'en 2023 la concessionnaire du Fleuve Rhône, concession qui vient d'être prolonger de 19 ans jusqu'en 2041.

[46] Le Monde du 1er 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

[47] **L'hydroélectricité sous la pression du changement climatique**
https://www.lemonde.fr/planete/article/2023/03/06/l-hydroelectricite-sous-la-pression-du-changement-climatique_6164277_3244.html
Par Luc Bonner , Le Monde, 6 mars 2023

qui ne peut se soustraire ni aux effets de la baisse des débits ni aux effets de leur variabilité[48]. Les basses chutes sont- très sensibles aux fortes eaux et aux crues qui diminuent la hauteur de chute exploitable par effacement des seuils et remonté du niveau d'eau dans les ouvrages de fuites.

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[49].

Face à ces perspectives peu encourageantes, les investissements hydroélectriques doivent tenir compte de ces évolutions inéluctables, qui limiteront leur efficacité[50].

[48] Du fait de l'élévation globale des températures et le maintien voire l'augmentation des précipitations en période hivernale, la petite hydraulique située en montagne augmentera sans doute sa production à cette période de forte consommation électrique. Néanmoins, en raison du chauffage électrique des locaux, les périodes véritablement critiques pour l'alimentation électrique resteront les périodes de basse température ambiante. Avec la généralisation de l'électrification des usages annoncée comme substitution aux énergies fossiles, la thermo sensibilité de la demande électrique va sans doute croitre dans l'avenir. A ces périodes critiques, peut-être moins nombreuses qu'aujourd'hui, la contribution des petites centrales hydrauliques au fil de l'eau situées en zone de montagne restera limitée par le gel et la rétention nivale.

[49] 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 de 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. Deux aménagements existants (l'Hospitalet sur l'Ariège et Alrance sur le bassin du Tarn) seraient dotés de capacités de pompage supplémentaires permettant de compléter, comme à Vouglans, le remplissage de grandes retenues de stockage existantes : respectivement Lanoux (70 Mm^3 à 2200 m) et de Pareloup (170 Mm^3 à 800m d'altitude) avec des hauteurs de chute et donc un volume énergétique bien plus considérable. L'opportunité du soutien d'étiage de la Garonne est saisie non pas pour rechercher une production supplémentaire mais par un surcroit de souplesse d'intervention sur le réseau et de puissance garantie durant les périodes de forte demande. Ces ouvrages devraient être partiellement financés par l'Agence de l'eau Adour Garonne dont ce n'est pas a priori la vocation première…

[50] « *Les limites sur le développement de la filière sont par ailleurs renforcées par des craintes sur les impacts pour les écosystèmes et la biodiversité, ainsi que par des interrogations sur l'évolution de la ressource en eau dans un contexte de changement climatique et de concurrence avec d'autres usages susceptibles de croître (par exemple l'irrigation pour l'agriculture).* » RTE, *RTE Futurs 2050*, Chapitre 4 La production électrique, pp 172-173 … https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20_Rapport%20complet_4.pdf
Compte tenu de ces incertitudes, **tous** les scénarios considérés par RTE dans *RTE Futur 2050* prévoient une puissance installée de 22GW contre presque 26 GW aujourd'hui in « *RTE Futurs 2050, les principaux résultats octobre 2021* » page 17. https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats.pdf
f

FICHE 6 : CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES

Les usines les plus puissantes (400 environ sur les 2500 que compte la France métropolitaine voir encarts fiche 4 pour plus de précisions) 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[51] comprises)[52]. 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 (souvent 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.* » [53]

Certaines les chutes relevant de la concession et dont le titre est arrivé à échéance ont toutefois pu obtenir une concession nouvelle, témoignant que le blocage n'a pas été total.
Les quelques rares chutes de puissance maximale brute supérieure à 4500 kW et autorisées avant la loi du 16 octobre 1919 et prolongées de 75 ans par cette dernière sont rentrées dans le domaine public hydroélectriques à, partir du 16 Octobre 1994 (6 usines de la moyenne Romanche aujourd'hui remplacées par la concession de Gavet) , à condition toutefois d'avoir été dénoncée par l'État antérieurement au 16 octobre 1984 ce qui n'a pas été le cas pour toutes.
Quelques chutes concédées ont pu voir leur concession renouvelée à l'échéance de leur titre et attribuée au concessionnaire sortant (en général EDF) avant que soit dénoncée la clause de préférence du concessionnaire sortant par la LEMA du 30 décembre 2006) comme la chute de Poutes Monistrol sur l'Allier (voir plus loin).
A ces rares exemples, on peut joindre quelques concessions nouvelles pour des chutes à construire en premier établissement comme la chute de Gavet sur la Romanche (remplaçant 6 chutes anciennes), parfois en site vierge (concession de la Sarenne, aujourd'hui détenue par la CNR où l'appel d'offre infructueux sur le ruisseau du Gâ) et le seul cas connu d'appel d'offre pour un renouvellement ouvert à la concurrence, la concession de la Séveraisse (Haute Alpes) regroupant 3 centrales existantes où EDF a été devancée par un concurrent privé. Dans cette décision, où on aurait peine à ne pas voir un avertissement donné par le concédant à son concessionnaire sortant, l'État en la personne de la DREAL PACA, a choisi l'offre la plus mauvaise pour l'environnement aquatique.

En explicitant les conditions d'exploitation futures sur la durée pour la laquelle la concession a été renouvelée, **ce renouvellement est aussi la clef de la modernisation de ces ouvrages** : en donnant de la visibilité sur l'amortissement, elle permet la mobilisation d'investissements

[51] Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont constituée de deux réservoirs situés à des altitudes différente. 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.
[52] La centaines d'usines environ dont la liste est donnée par l'Article R214-111-3 du code de l'environnement.
[53] Avis délibéré de l'Autorité environnementale 2020-62sur le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) du bassin Rhône- Méditerranée (cycle 2022-2027)

nouveaux (voir Fiche 7). Le rapprochement de l'âge moyen des concessions (environ 60 ans malgré quelques concessions récentes : voir encart ci-dessous) avec leur durée maximale, très souvent retenue lors de leur premier établissement (75 ans), donne une idée de l'urgence de résoudre cette question[54].

Aujourd'hui les seules chutes pouvant faire l'objet de modernisation sont celles qui disposent d'une durée résiduelle de concession suffisante pour amortir les investissements consentis soient :

- les chutes qui ont pu être renouvelées à leur première échéance, en quasi-totalité au bénéfice de leur concessionnaire sortant (en général EDF)[55],
- les chutes dont la durée de concession a été prolongée[56] ou prorogée au titre de l'article L521-16-3[57].
- les chutes dont la concession dispose d'une date d'échéance éloignée[58].

[54] Par un référé datant du 21 juin 2013, la Cour des Comptes signale que, outre des pertes fiscales pour l'Etat, « *les retards de la procédure de renouvellement avec mis en concurrence constituent aussi un obstacle pour les investissements d'augmentation des capacités de production ou de puissance*. ».

[55] Par exemple la Chute de Poutes Monistrol sur l'Allier (voir plus loin). D'après le rapport « Leteurtrois » (voir référence supra) au 1er janvier 2006, 36 Chutes avaient été renouvelées au bénéfice d'EDF et 41 chutes n'avaient pu l'être et étaient placées en « délais glissant ». On peut penser qu'une partie de ces 41 chutes ont été depuis renouvelées au bénéfice d'EDF (celle dont la décision de renouvellement a été actée avant la « privatisation d'EDF par l'effet de la Loi n° 2004-803 du 9 Août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

[56] Les divers ouvrages de la concession du Rhône récemment prolongée de 19 ans (2041) au bénéfice de la CNR.

[57] A notre connaissance aucune concession n'a reçu l'accord de la commission européenne pour une telle prorogation.

[58] Changement des roues pelton de la STEP de Grand'Maison https://www.edf.fr/hydraulique-isere-drome/grand-maison-derniere-ligne-droite-avant-lhiver

Quelles sont les chutes dont le concessionnaire est en capacités d'investir ?

Il est possible de donner une idée de cet ensemble de chute sous quelques hypothèses simplificatrices :

- les concessions ont une durée de concession de 75 ans, durée habituelle de premier établissement pour le concessionnaire ayant construit la chute à ses frais, la date initiale correspondant à la première mise en eau.
- durée d'amortissement minimale de 15 ans.
- Les concessions arrivées à échéance après 2006 n'ont pu être renouvelés (disparition de la préférence au concessionnaire sortant (LEMA du 30 décembre 2006) et obligation d'ouverture à la concurrence. Elles restent exploitées par le concessionnaire actuel sous le régime du « délai glissant » (L 521-16).

On procède par élimination :

- les chutes non encore échues mais dont la date initiale de concession est comprise entre 1948 et 1972 (2022 + 15-75) : leurs concessionnaires ne disposent déjà plus d'une durée d'amortissement suffisante pour consentir à des investissements importants. Il peuvent toutefois bénéficier de la possibilité d'augmenter la puissance au titre et dans les conditions de l'article L 511-6-1« les modifications que l'augmentation de puissance implique sur le contrat initial de concession ne sont pas substantielles ou sont de faible montant » en bénéficiant éventuellement des possibilités de compensation financière de la partie non amortie des investissements consentis si la moitié de la durée de concession est dépassée ou s'il reste moins de 10 ans avant cette échéance (L 521-15).
- Les concessions déjà échues sans avoir pu être renouvelées : il s'agit des concessions dont la date initiale était comprise entre 1929 (2006-75) et 1947 (2022-75). Le concessionnaire exploite ces chutes sous le régime des « délais glissants » prévu par l'article L 521-16. Il peut engager des travaux « pour assurer le maintien en bon état de marche et d'entretien de la future exploitation » et apparemment, également en vue d'augmenter la puissance (L 511-6-1) mais il ne pourra plus accéder à leur remboursement partiel s'il est évincé de son statut de concessionnaire : il est dans une situation précaire.

Lorsque l'on confronte ces dates avec la date initiale de la concession de Grand'Maison, dernier ouvrage hydroélectrique important réalisé en France métropolitaine, (décret de concession en date du 17 mai 1985 date proche de sa première mise en eau) on voit que seuls les ouvrages dont la date initiale de concession se situe entre 1972 et 1985 peuvent être modernisés ! Leur nombre diminue inexorablement année après année…

EDF a entrepris la modernisation de quelques chutes[59] en utilisant la possibilité d'augmenter leur puissance au titre de l'article L 511-6-1 et avec ses contraintes (voir encart supra).

Quelles perspectives pour le nécessaire renouvellement des concessions ?

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**.

[59] Montpezat entre la Loire et l'Ardèche via la Fontaulière (augmentation de débit de 22 à 24 m3/s pour passer de 138 à 150,5MW de PMB suite à « démarche administrative »), Montahut entre l'Agout, affluent du Tarn et le Jaur affluent de l'Orb dans l'Hérault (augmentation de débit de 18 à 19,3 m3/s pour passer de 110 à 118 MW suite à modernisation de groupes électromécaniques), Montfermy sur la Sioule dans le Puy de Dôme (passage de 15 à 19,5 m3/s et de 15,8 à 19,3 MW : par « démarche administrative »), Cambeyrac sur la Truyère dans l'Aveyron (passage de 132 à 145 m3/s et de 11,3 à 14,1 MW par « démarche administrative »), La Saussaz II sur l'Arc Mauriennais (passage de 90 à 92 m^3/s et de 182,8 à 186,8 MW par « réglage des installations existantes »), Hermillon concession de l'Echaillon également sur l'Arc (passage du débit maximal turbiné de 90 à 97 m^3/s, ce qui correspond à une puissance maximale brute évoluant de 138,5 MW à 149,4 MW. La hausse du débit turbiné sera réalisée par réglage des installations existantes, sans travaux) : 4 de ces augmentations de puissance sont obtenues avec les groupes existants.

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[60], ce processus[61] devrait être **ouvert et transparent.** Il devra accompagner **une concertation exemplaire** avec les parties prenantes dont la démarche GEDRE[62] 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 existantes [63] semblant faire l'unanimité contre 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.

En ce qui concerne les nouvelles concessions qui pourraient être attribuées sur des sites non encore équipés, nous attendons bien entendu le respect des mêmes conditions mais nous pensons surtout que notre réseau hydrographique souffre tellement de son artificialisation, que le plus sage serait de renoncer à l'artificialiser davantage pour un gain énergétique qui ne peut être , en toutes hypothèses, que limité (fiches 1 et 2).

[60] Nous n'y sommes pas favorable mais, dans le cas contraire, il faudra trouver des réponses à nos interrogations.
[61] Fixé par les modification apportées au décret du décret du 13 octobre 1994 par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008
[62] Gestion Équilibrée De la Ressource en Eau (GEDRE)
[63] https://www.lemoniteur.fr/article/concessions-hydroelectriques-une-nouvelle-procedure-de-mise-en-concurrence-plus-transparente.1196334

Que va-t-il se passer ?

Au moment où ces lignes sont écrites, il est difficile de prévoir quel avenir sera réservé aux chutes concédées existantes. La renationalisation prochaine d'EDF ouvre la possibilité de la création d'une filiale dédiée exploitant pour le compte de l'État sous la forme d'une « quasi régie » un certain nombre de centrales aujourd'hui concédées qui lui seraient attribuées. De ce fait, l'ouverture à la concurrence des concessions arrivant à terme apparaît sinon moins probable du moins comme ne devant pas recevoir une application systématique pour toutes les chutes concédées dont le titre arrive à échéance. Si cette solution résout la question juridique, elle laisse de côté la question financière car on voit mal EDF, dans sa situation d'endettement actuelle, supporter seule le financement de la modernisation du parc. Une raison de plus pour limiter les chutes exploitées par la future « quasi régie » aux seules chutes ayant un rôle stratégique.
Il faut faire la différence entre l'existant et les quelques nouvelles chutes concédées qui pourraient être crées. En ce qui concerne l'existant, on peut penser que le regroupement par vallée des concessions va se poursuivre et s'accélérer, faisant apparaître, d'une part, de grands ensembles hydroélectriques et, d'autre part, des centrales isolées, dont l'exploitation est manifestement indépendante du reste du parc. Cette structuration du parc se prolongera pour les quelques nouvelles chutes concédées qui pourraient être crées sur sites encore vierges. Certains pourront être inclus sous forme d'avenant[1] aux concessions existantes en tenant compte de leur situation géographique ou de leur fonctionnement, d'autres constitueront de nouvelles centrales isolées.
Une hypothèse vraisemblable est le retour à la « quasi régie » EDF (sous réserve de sa création) de la plupart des ensembles stratégiques, au premier rang desquels on trouvera les concessions de vallée associées à quelques puissantes usines isolées. Le renouvellement et la modernisation du reste du parc pourrait être ouvert à la concurrence ne serait-ce que pour limiter la charge financière de l'État. Il en sera de même pour les concessions nouvelles à moins que leur puissance leur confère un rôle stratégique ou lorsqu'elles apparaissent comme complémentaires à un ensemble hydroélectrique constitué déjà attribué à la « quasi régie ».

1 Sous réserve sans doute de ne pas constituer une modification substantielle de la concession à laquelle la nouvelle chute sera raccrochée (sans parler des projets éventuellement menés par la quasi-régie qui seront exonérés de cette contrainte). Un exemple pourrait être donné par le futur et contesté « barrage sur le Rhône dans la Région de Saint-Romain-en-Jalionas » dont l'étude vient d'être engagée par la CNR, et qui serait inclus dans la concession du Rhône.

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) mais aussi dans son potentiel.

« 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. » [64]

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 accroitre, 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 (Fiche 2), fortement impactant pour les milieux aquatiques, notamment par sa pullulation[65], 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[66] *de faible puissance doit être évité sur les sites présentant une sensibilité environnementale particulière.* »[67].

Le développement des chutes au fil de l'eau en site vierge doit être limité[68] 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

[64] 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).
[65] En restant dans les Alpes, plusieurs centaines de projets y sont actuellement envisagés
[66] Le mot « hydroélectriques » a été ajouté par nous afin d'éviter toute interprétation erronée en l'absence du contexte.
[67] 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 maitrisée 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 !)
[68] 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.

ouvrages impactants alors qu'il faudrait les effacer[69] . Au fil des appels d'offre, l'environnement naturel est de moins en moins pris en compte[70] 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 transition écologique.

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 réalisée 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 sur des progrès techniques dans l'électromécanique. Le parc concédé étant aujourd'hui relativement ancien, on parle d'un âge moyen dépassant 60 ans[71], il est probable que la simple rénovation des équipements électromécaniques apporterait un grain en rendement de quelques pourcents ce qui sur l'ensemble du parc se chiffrerait en centaines de MW[72].

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.

---

[69] 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.

[70] Depuis 2016 et le premier appel d'offre, la part environnementale dans la note globale finale attribuée aux concurrents est passée de 40 à 30%. A partir du troisième cycle de l'appel d'offre 2017, il était prescrit que seuls des candidats déjà détenteurs de l'autorisation environnementale pourraient concourir. Cela interdirait aux lauréats d'agiter leur labélisation pour faire pression sur les services instructeurs et ainsi briser les oppositions. Cette option a disparue sous la pression des usiniers. L'interdiction d'empiéter sur les tronçons classés en liste 1 (L 214-17 I 1°)) prévu dans l'appel d'offre 2016 s'est réduite dans les appels suivants à l'interdiction de placer la prise d'eau dans un tronçon classé en liste 1. Preuve manifeste de la soumission aux intérêts privés, l'unique projet figurant au palmarès (publié à l'été 2022) du dernier appel d'offre, est partiellement situé dans la zone cœur du Parc National des Écrins !
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Listes%20des%20laur%C3%A9ats%20du%20second%20appel%20d%27offres%20-%20quatri%C3%A8me%20p%C3%A9riode%20de%20candidature%20-%2029-07-2022_0.pdf

[71] Le dernier grand équipement hydroélectrique est la STEP de Grand'Maison mise en eau dans les années 80, il y a presque 40 ans.

[72] 5% de gain en rendement, chiffre probablement sous-estimé (confirmé dans la référence 58), représenterait une augmentation de puissance située autour de 1,25 GW soit un potentiel supérieur à l'augmentation prévue par le PPE 2020. Les modernisations de l'usine de la Bathie (https://123savoie.com/edf-presente-le-chantier-de-la-bathie-a-mi-parcours/) et de l'usine « pelton » de Vaujany (https://www.edf.fr/hydraulique-isere-drome/grand-maison-derniere-ligne-droite-avant-lhiver)conduisant toutes deux à des gains de 10% (une cinquantaine de MW chacune) en rendement confirment ce chiffre.

Tout cela pour attirer l'attention sur le potentiel de modernisation du parc existant[73] 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).

L'amélioration de l'existant semble pour la filière et pour l'État se limiter au sur équipement (ou augmentation de puissance). Il nous semble possible d'élargir les perspectives pour s'intéresser, d'une part, à la « modernisation » des groupes électromécaniques anciens par des équipements électromécaniques récents adaptés aux sites et, d'autre part, à la restructuration à une échelle supérieure à l'évolution d'une chute isolée par exemple à l'échelle d'une vallée.

Sur le volet modernisation, ce potentiel devrait être évalué que ce soit sur les autorisations que sur les concessions. Une première approche serait de connaître l'âge des dispositifs électromécaniques utilisés dans les diverses chutes. L'augmentation de puissance étant généralement obtenue (hors basses chutes) par la seule augmentation du débit dérivé, celle-ci pourra être limitée par l'accroissement des pertes de charges dans le circuit hydraulique. La modernisation gardera pour autant toute sa pertinence notamment parce qu'il s'agit d'une opération neutre pour l'environnement aquatique. Cette modernisation peut être menée « à l'identique » : les groupes anciens sont remplacés par des groupes plus récents de même capacité d'entonnement. Cependant, dans certains cas, il peut être intéressant de revoir la composition des groupes et (par exemple) de rajouter à côté du ou des groupes originels éventuellement modernisés, un groupe supplémentaire adapté au turbinage des faibles débits, cette possibilité pouvant être combinée ou non avec une augmentation de puissance. Cette possibilité avait été prévue par les concepteurs de la toute dernière réalisation d'EDF : la Chute de Gavet sur la Romanche, mais la place pour ce 3ième groupe reste désespérément vide depuis la mise en eau.

Sur le volet restructuration, il serait intéressant de se focaliser sur un certain nombre de cas « types » au premier rang desquels on trouve le remplacement de 2 ou plusieurs chutes au fil de l'eau successives par une chute unique. Ce schéma est très fréquent dans l'histoire des équipements d'un cours d'eau et a même connu une instance spectaculaire avec la Chute de Gavet sur la Romanche où EDF a remplacé 6 chutes successives par une chute unique. Ce cas bien connu est loin d'être le seul et n'appartient pas qu'à la « Grande Hydraulique » : des exemples récents existent dans la petite hydraulique. Il serait intéressant de d'inventorier les possibilités en la matière sachant que la procédure de concession avec déclaration d'utilité publique peut permettre leur réalisation sans être conditionné par un accord entre les maitres d'ouvrages des chutes impliquées.
A ces possibilités on peut également citer l'ajout de groupes de pompage complémentaire, (voire de pompage/turbinage) comme cela a été fait à Vouglans et à Sainte Croix. On a trop souvent l'habitude en France de distinguer les STEP de l'hydraulique gravitaire classique et plus précisément des centrales de lac : quels est vraiment la différence entre compléter un remplissage d'un lac de retenue par pompage ou le réaliser par des adductions gravitaires supplémentaires ? On peut même imaginer que les impacts seront moindre si on choisit la solution de pompage, le réseau hydrographique artificialisé pouvant être bien moins étendu (la comparaison entre Grand'Maison et Tignes ou Roselend illustre le propos).

[73] « La rénovation des centrales hydroélectriques » par Pierre-Louis Viollet et les membres du Comité de Pilotage de la manifestation « Enhancing Hydropower Plants », Grenoble, 9-10 avril 2014 , Société Hydrotechnique de France, publication de 6 pages datée du 14 mai 2014.

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 tant du point de vue technique qu'en raison de sa sensibilité à la rentabilité exigée par les investissements nécessaires. Sur le plan technique, cette optimisation réclame à la fois une bonne connaissance de la chute que l'on souhaite améliorer, la maitrise 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. Ces investissements constitueront le cœur de son offre et la maitrise des couts 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 : les rares chiffres « officiels » sont à notre connaissance, d'une part, l'objectif assigné dans la PPE soit 400 MW,(récemment conforté par EDF *) et, d'autre part, le chiffre de 900 MW avancé tout récemment par FHE lors l'atelier stockage de la future PPE 2024-2033 du 3 juin 2022 sur la base de l'étude commandée au cabinet Compass-Lexecon (« L'hydro au cœur de la flexibilité, modèles économiques ») dans lequel on peut lire « *Dans tous scénarios, barrages existants : suréquipement économique + 900 MW* » constatant incidemment avec nous que les perspectives de stockages hydrauliques supplémentaires devaient être étudiées conjointement aux possibilités d'augmentation de puissance des ouvrages existants puisqu'ils rendent tous deux des services partiellement identiques.
Cependant, 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) donne une estimation, sans doute très optimiste, de ces possibilités. Au moment de l'élaboration de ce document, chacun s'accordait sur le fait que la préférence donnée alors au concessionnaire sortant conduirait la très grande stabilité des concessionnaires après le renouvellements des titres qu'il s'agisse de la CNR sur le Rhône, la SHEM 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 ce qui est pratiquement au facteur de charge des réalisations actuelles en petite hydraulique) qui, avec deux fois moins de puissance installée supplémentaire, fait jeu égal sur le plan du productible avec l'optimisation et le suréquipement de toutes les autres centrales de ce Bassin (60% de la puissance française métropolitaine !). Il n'est pas inutile ici de rappeler qu'il aura fallu toute la pugnacité de FNE AURA pour que la modernisation globale des usines du Rhône figure dans le prolongement de la concession du Rhône au profit de la CNR … mais simplement dans le cadre d'une « étude » prévu non pas au cahier des charges de la concession mais dans le schéma directeur et donc en déduction des retombées de cette concession pour les territoires ! Pour en revenir à l'essentiel du propos, **l'objectif officiel « PPE » de 400 MW d'augmentation de puissance pour toute la France métropolitaine apparaît donc 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, on note « *un potentiel estimé d'optimisation des installations existantes (équipements de sites existants, turbinage des débits réservés, équipements d'autres ouvrages,…)* » 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*

En résumé, le potentiel énergétique des augmentations de puissance de l'existant est compris entre 1 GW et 3 GW, et une augmentation de productible correspondant de 1 à 8 TWh, suivant les investissements consentis.

***** Lors de l'Atelier portant sur le Mix électrique qui s'est tenu le 30 mars 2023 dans la cadre de la concertation animée par RTE en vue de la PPE 2024-2033, EDF a déclaré : « Pour ce qui est de l'hydraulique, il est nécessaire de relancer le développement des capacités de production. Sous réserve d'un cadre juridique adapté pour les concessions hydrauliques, EDF est en capacité de développer 2000 MW de capacités supplémentaires à l'horizon 2035

- 1500 MW de STEP, principalement hebdomadaires ;
- 500 MW d'augmentations de puissance.

A noter qu'EDF porte aussi des projets de rehausses de barrage, pour augmenter l'énergie produite et renforcer encore davantage le multi-usage de l'eau. Rappelons que les atouts de réactivité et de flexibilité de l'hydroélectricité sont essentiels pour faciliter l'insertion de l'éolien et du solaire. »

Pourquoi continue-t-on à aider au développement des petites centrales[74] 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 comme à Gavet sur la Romanche[75], surtout celles augmentant la souplesse d'intervention du parc si les effets de leurs éclusées en sont maitrisés (c'est ce que font nos voisins Suisses[76], 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[77] 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%) sur la plus longue durée (plusieurs mois). Cependant ces

installations sont aussi très coûteuses, de construction longue (10 ans) et très dommageables à l'environnement : le concept même de STEP implique des réservoirs de tailles plus ou moins importantes occupant par définition des cuvettes présentant des conditions de rapport volume de barrage sur volume d'eau retenue favorables. Ces situation correspondent à des cuvettes topographiques, donc à des zones humides, voire à des ensembles tourbeux dont la conservation est un enjeu majeur tant au plan biologique que du régime hydrologique en période d'étiage. La création de ces retenues implique donc potentiellement des destructions de milieux.
Les sites d'importances sont connus, ceux de taille inférieure (« Mini STEP ») le sont moins mais ils sont aussi (relativement) plus coûteux et leur multiplication serait source d'effets cumulatifs sur l'environnement, difficiles à maitriser. Leur association à des parcs éoliens ou photovoltaïques pour leur permettre d'adapter leur production à une charge de réseau local nous semble être, en dehors des sites isolés, une cause de ralentissement du déploiement de ces parcs. Par ailleurs l'évolution des techniques (batteries, hydrogène, Power-to-gas, réseau intelligent « Smart Grid »…) comme celle des usages (mobilité électrique, déplacement dans le temps de la consommation, maitrise 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 (STEP de Super-Bissorte en Maurienne) mais aussi à une moindre échelle à

[74] 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.**
[75] 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.
[76] Éclusées – Mesures d'assainissement par l'office fédéral pour l'environnement rapport UV-1701-F, 133 pages, 2017
https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/fr/dokumente/wasser/uv-umwelt-vollzug/schwall-sunk-massnahmen.pdf.download.pdf/UV-1701-f.pdf
[77] STEP journalière combinée à une centrale de pointe (+ 20% en puissance + 100 GWh en productible) avec un impact limité sur l'environnement aquatique.

Vouglans (Ain) et à Sainte Croix[78] (Verdon), cela pourrait être fait au Chambon (Romanche) et ailleurs (fiche 4). Cela est envisagée à Saut Mortier dans l'Ain en aval de Vouglans. L'augmentation de puissance en turbinage de certaines STEP est à examiner comme cela a été fait sur Super-Bissorte avec l'adjonction d'un groupe Pelton de forte puissance, de meilleur rendement et plus souple que les groupes réversibles actuellement en place (Revin dans les Ardennes, le Cheylas en Isère et surtout Montézic dans l'Aveyron pourraient être des candidats à considérer). **Ces possibilités ont été explorées par des études européenes comme le Joint Research Center (JRC)en 2013[79] et le projet eStorage.** Par exemple, ce dernier projet a identifié **16 sites pouvant recevoir des groupes de pompage-turbinage en complément d'infrastructures existantes** ont été identifiés[80] mais non rendus publics.

- 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 la constante de temps[81] 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 (voir supra)[82].
- que des technologies existantes (pompes turbines à vitesse variable) et disponibles sur le marché (et maitrisées par GE Hydro ex Alsthom à Grenoble) pourraient accroitre 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[83] qui voulait faire de leur pays la pile électrique de l'Europe.

[78] Le groupe de pompage offre une capacité de 50m^3/s qui lui permet de remonter le volume utile de la retenue de Quinson (5 Millions de m^3) dans le lac de Sainte Croix durant la fin de semaine.
[79] https://setis.ec.europa.eu/system/files/2021-01/Assessment_European_PHS_potential_pumped_hydropower_energy_storage.pdf
[80] 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 une dizaine de projets de STEP en France dont 7 au niveau de l'avant-projet détaillé.
[81] 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 quelque heures permet de reporter la production d'heures creuses vers les heures pleine 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.
[82] 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 1⁄4 GWh (environ). Il apparait 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 apparait plus pertinent à tous égards (acceptabilité sociale et sociétale, délais de réalisation, cout, impact sur l'environnement…) de réfléchir en priorité sur l'augmentation des capacités de stockage par pompage des retenues existantes.
[83] Le Nant de Dranse, très importante STEP construite en amont du complexe hydroélectrique d'Émosson par un consortium d'entreprises Suisses et une part minoritaire française, s'est révélée un désastre financier qui a failli entrainer les maitres d'ouvrages dans l'abîme. https://www.letemps.ch/suisse/nant-drance-risque-dun-gouffre-financier . Le plan Suisse d'augmentation du parc hydroélectrique ne comprend apparemment pas de STEP mais 15 installations gravitaires nouvelles de forte puissance dont 8 dans le seul Valais, beaucoup d'entre-elles se limitent à des rehausse d'ouvrages existant et à des augmentations de puissance sans équiper de nouveaux tronçons de cours d'eau ni engloutir de nouvelles vallées.

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.