Energie
Programmes nationaux de recherche 70 et 71

Synthèse

Force hydraulique et marché

Force hydraulique et marché

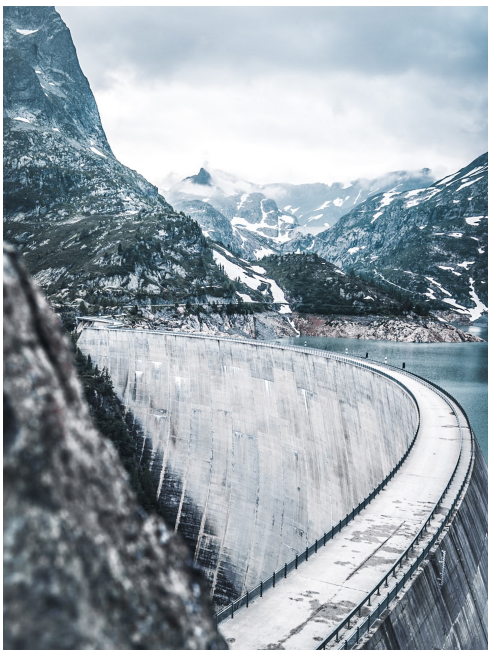
A l'heure actuelle, l'énergie hydroélectrique est de loin la principale source d'énergie renouvelable en Suisse. Les questions relatives à la contribution de l'énergie hydroélectrique à la transformation du système énergétique et à son intégration future dans celui-ci revêtent donc une grande importance. L'axe thématique rassemble les résultats des projets de recherche des PNR 70 et 71 abordant divers aspects techniques et économiques de la future utilisation de l'énergie hydroélectrique et débouche sur des recommandations en vue du développement de ce secteur en Suisse.

1. Nouveau potentiel – nouveaux défis

Les centrales hydroélectriques doivent produire encore davantage d'électricité à l'avenir. La fonte des glaciers permet la création de nouveaux lacs de retenue et la surélévation des barrages existants offre également un certain potentiel. Le secteur connaît cependant des difficultés économiques. Y remédier nécessite de nouvelles approches économiques, ainsi que plus d'écologie.

Financement # Fourniture d'énergie

1.1. Messages clés



La force hydraulique doit être exploitée de façon rentable, tout en tenant compte des préoccupations de protection de la nature et des paysages. Les études menées dans le cadre du PNR Énergie ont abouti aux messages clés suivants :

1. L'environnement périglaciaire[1] offre un potentiel considérable d'aménagement de nouveaux lacs de retenue. Dans de nombreux cas, son exploitation est toutefois confrontée à un conflit d'intérêts entre la protection de la nature et des paysages d'une part et la production d'électricité d'autre part.
2. Telles qu'elles sont mises en œuvre actuellement, les directives sur le débit résiduel des cours d'eau en aval des barrages et des captages d'eau alpins ne permettent guère d'améliorer et parfois même pas de préserver la biodiversité dans les tronçons de débit résiduel.
3. La redevance hydraulique est actuellement liée à la capacité de production concédée et non aux recettes générées. Il est nécessaire d'instaurer un modèle adapté à la modification des conditions du marché et garantissant la transparence. La nouvelle réglementation doit être flexible et basée sur les recettes issues de la force hydraulique.
4. Les projets dans le domaine de la force hydraulique impliquent toujours une grande variété d'aspects techniques, économiques, écologiques et socio-politiques. Leur mise en œuvre est plus facile lorsque l'ensemble des parties prenantes est impliqué dès le début de la planification.

Notes et références

1 Situé à proximité de glaciers qui sont en train de fondre

1.2. Recommandations clés

Étudier le potentiel de création de nouveaux lacs de retenue en zone périglaciaire !

Selon des estimations, des lacs de retenue implantés en aval de glaciers qui se retirent pourraient accroître la production d'électricité de la Suisse d'environ 3 %. Environ la moitié d'entre eux pourrait contribuer au stockage saisonnier et, par conséquent, à la production d'électricité en hiver.

Pour les nouveaux projets hydrauliques, instaurer un dialogue avec les parties prenant qui intègre un contrôle de leur caractère durable.

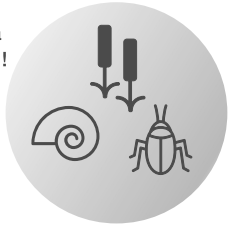
Une redevance hydraulique flexible et basée sur le rendement est aujourd'hui considérée comme plus conforme au marché que des montants maximums fixes, dépendant uniquement de la puissance et non du courant

Aligner les redevances hydrauliques sur les rendements !

Une redevance hydraulique flexible et basée sur le rendement est aujourd'hui considérée comme plus conforme au marché que des montants maximums fixes, dépendant uniquement de la puissance et non du courant effectivement produit.

Prendre de nouvelles mesures visant à restaurer et à préserver la biodiversité !

La Loi sur la protection des eaux de 1992 laisse aux cantons une certaine latitude dans l'évaluation des intérêts économiques et l'application de clauses dérogatoires.



Parmi la liste des recommandations dérivées de cette synthèse, la direction du PNR Énergie, assistée du groupe de réflexion, a sélectionné quatre recommandations clés qui revêtent une importance particulière dans la perspective d'une mise en œuvre réussie de la Stratégie énergétique 2050.

- **Étudier le potentiel de création de nouveaux lacs de retenue en zone périglaciaire !**
  Selon des estimations, des lacs de retenue situés en aval de glaciers qui se retirent pourraient accroître la production d'électricité de la Suisse d'environ 3 %. Environ la moitié d'entre eux pourrait contribuer au stockage saisonnier et, par conséquent, à la production d'électricité en hiver. C'est ce qui ressort d'une étude de l'EPF de Zurich, qui a sélectionné les sept lieux les plus appropriés parmi l'ensemble des sites potentiellement envisageables. Leur capacité de stockage théorique atteint 1,3 TWh, ce qui équivaut à 14 % de la capacité de stockage des lacs de retenue actuels. Des compromis avec la protection de la nature et des paysages doivent être envisagés.

- **Prendre de nouvelles mesures visant à restaurer et à préserver la biodiversité !**
  La Loi sur la protection des eaux de 1992 laisse aux cantons une certaine latitude dans l'évaluation des intérêts économiques et l'application de clauses dérogatoires. Selon les résultats des recherches, une mise en œuvre modérée des prescriptions de gestion du débit résiduel en aval des barrages est insuffisante pour restaurer et préserver la biodiversité dans les cours d'eau régulés[1]. Le respect systématique d'une dynamique d'écoulement naturel et des crues occasionnelles – naturelles ou provoquées – ainsi qu'une gestion appropriée du charriage sont des prérequis incontournables pour préserver la biodiversité. La Loi sur la protection des eaux permet en principe aux cantons et au Conseil fédéral d'imposer des solutions respectueuses de l'environnement, par exemple en ayant recours à des surfaces de compensation[2].

- **Aligner les redevances hydrauliques sur les rendements !**
  Une redevance hydraulique flexible et basée sur le rendement est aujourd'hui considérée comme plus conforme au marché que des montants maximums fixes, dépendant uniquement de la puissance brute et non du courant effectivement produit. C'est pourquoi, il est préconisé d'introduire des redevances hydrauliques flexibles, basées sur le rendement et adoptant le principe de la répartition des gains et des pertes (« revenue sharing ») entre les propriétaires des ressources – c'est-à-dire les communes – et les exploitants des centrales. Ceci nécessite une transparence totale quant aux chiffres des recettes. Des aspects politiques et économiques régionaux doivent également être pris en compte.

- **Pour les nouveaux projets hydrauliques, instaurer un dialogue avec les parties prenantes qui intègre un contrôle de leur caractère durable !**
  Les projets ayant trait à la construction ou à la rénovation d'une centrale électrique, mais aussi à la nouvelle réglementation de la redevance hydraulique ou à l'attribution des concessions, sont préparés dans le cadre d'un processus de planification conjoint avec l'ensemble des parties prenantes, afin de concilier les intérêts de chacun. Les différents critères sont évalués par des experts qui élaborent des « compromis » entre les parties prenantes.

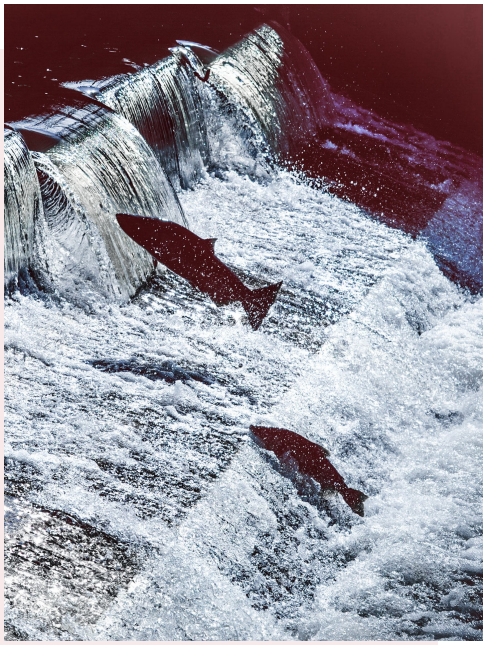
Notes et références

1 Si la motion Rösti, soutenue par le Conseil fédéral, est adoptée par le Parlement, l'état à préserver d'un cours d'eau sera l'état dans lequel ce dernier se trouvait au moment du dépôt de la demande de renouvellement de la concession, et non l'état qui était initialement le sien avant l'exploitation de la force hydraulique. https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft ?AffairId=20133883

2 « Meiringen-Hasliberg : le Conseil fédéral approuve le plan de protection et d'utilisation des eaux. »https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-76061.html

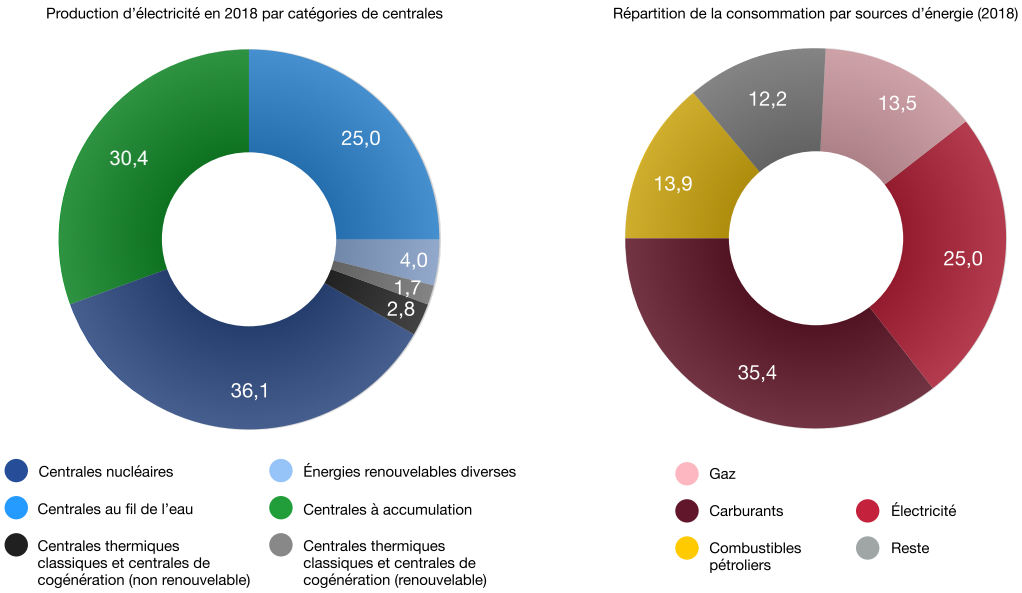
2. La force hydraulique porteuse d’espoir

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral veut remplacer l’électricité produite jusqu’ici dans les centrales nucléaires par du courant issu de sources d’énergie renouvelables et de l’importation. Bon marché et respectueuse du climat, l’énergie hydraulique doit elle aussi contribuer davantage à la production d’électricité. Son développement est cependant complexe d’un point de vue politique, économique et écologique.



Ressources

2.1. La principale source de courant de Suisse



Statistique globale de l'énergie, Production d'électricité par catégories de centrales. *Source : Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2018*

La production d'électricité grâce à la force hydraulique est peu coûteuse, efficace et foncièrement respectueuse du climat et de l'environnement. Elle fournit aussi bien de l'énergie en ruban que de l'énergie de pointe, est pratiquement exempte d'émissions de gaz à effet de serre néfastes pour le climat, présente un très bon écobilan sur l'ensemble du cycle de vie et n'est pas tributaire du marché mondial des sources d'énergie fossiles.

Grâce à sa topographie et à un volume moyen de précipitations relativement conséquent, la Suisse jouit de conditions idéales pour tirer profit de la force hydraulique. En effet, l'hydraulique est la principale source de courant de Suisse, ainsi que le principal fournisseur d'énergie indigène.[1 2 3] Les prévisions de production annuelle moyenne sont de l'ordre de 36 TWh et la puissance maximale est d'environ 10 GW.[4] L'hydraulique indigène couvre ainsi plus d'un huitième de la consommation totale d'énergie, environ 57 % des besoins d'électricité et 96 % de la production de courant renouvelable. [5]

Au 1er janvier 2018, 650 centrales à accumulation et au fil de l'eau étaient en fonctionnement en Suisse, représentant une puissance installée d'au moins 0,3 MW.[6] La Suisse compte plus de 50 lacs de retenue, cumulant un volume total d'au moins 10 millions de m^3. Presque tous se situent dans l'espace alpin. Alors que les lois de protection de l'environnement étaient rares voire inexistantes lors de la construction de ces centrales, la force hydraulique est aujourd'hui confrontée à des exigences beaucoup plus strictes dans ce domaine, ce qui limite considérablement son potentiel d'extension.

Notes et références

1 « Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft », R. Pfammatter et M. Piot, « Eau énergie air », 106e année/Cahier 1, 2014, CH-5401 Baden
2 « Perspectives de la grande hydraulique en Suisse », OFEN, 12 décembre 2012
3 StoryMap « Les principales centrales hydrauliques de Suisse »
4 Statistique suisse de l'électricité 2017, Office fédéral de l'énergie
5 Statistique globale suisse de l'énergie 2017, Office fédéral de l'énergie
6 https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-70623.html

Marché

2.2. Importance pour l'économie du pays

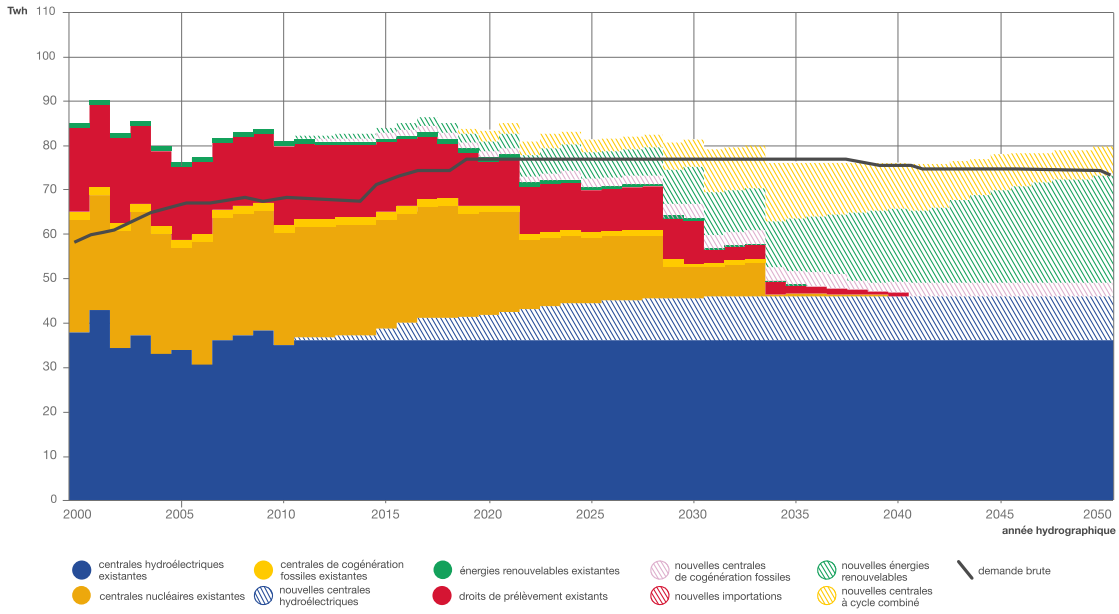
La force hydraulique produit actuellement environ 60 % de notre électricité. Elle revêt donc une importance considérable pour l'économie du pays. Sa création de valeur brute est estimée à CHF 2,5 milliards par an et elle fournit quelque 6000 emplois à temps plein, y compris dans les régions structurellement défavorisées.[1] Les redevances hydrauliques, versées aux communes et cantons de montagne en contrepartie de l'exploitation de la force hydraulique, atteignent un montant de CHF 500 millions par an. D'une importance considérable pour leurs bénéficiaires, elles font actuellement l'objet de débats politiques.

Notes et références

1 Rütter und Partner et al., « Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz », 2013

Ressources

2.3. Importance de la force hydraulique dans la Stratégie énergétique 2050



Composition de la production d'électricité selon la Stratégie énergétique 2050. *Source : Conseil fédéral suisse, Fiche d'information 2 sur le paquet énergétique 2050 du 18 avril 2012*

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral veut remplacer l'électricité produite jusqu'ici dans les centrales nucléaires par du courant issu de sources d'énergie renouvelables et de l'importation.[1] [2] Un fort développement du photovoltaïque et de l'éolien sont prévus, mais l'énergie hydraulique doit elle aussi contribuer davantage à la production d'électricité.

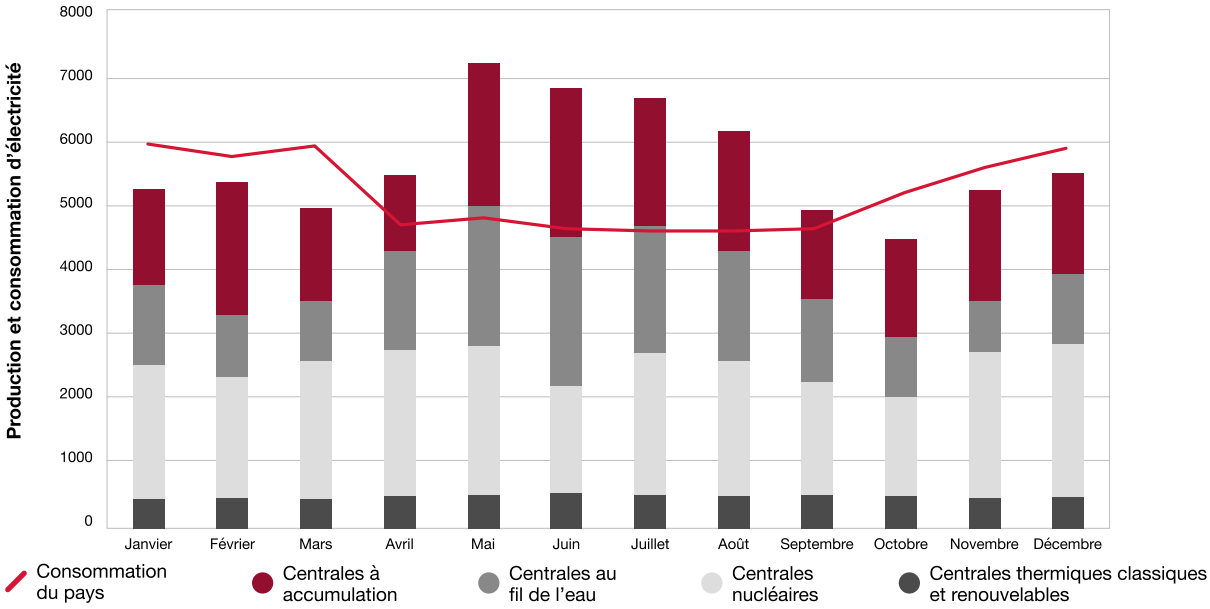
Selon l'OFEN, la production d'électricité hydraulique peut être étendue de 1,5 à 3,2 TWh/an en Suisse, ce qui correspond à environ 4 à 9 % de la production moyenne. Ce potentiel inclut les nouvelles constructions et les remaniements, ainsi que les extensions de centrales hydroélectriques. 1,4 TWh/an ont été déduits sur la base des nouvelles dispositions en matière de débits résiduels. Une étude de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux estime que d'ici 2050 les pertes de production hydroélectrique dues à l'application de la Loi sur la protection des eaux pourraient être nettement plus élevées. Selon l'interprétation de la loi, elles seraient ainsi de l'ordre de 2,3 à 6,4 TWh/an, soit entre 6 et 18 % de la production hydroélectrique actuelle.[3] [4]

Notes et références

1 https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/strategie-energetique-2050/documentation/perspectives-energetiques-2050.html
2 « Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft », R. Pfammatter et M. Piot, « Eau énergie air », 106e année/Cahier 1, 2014, CH-5401 Baden
3 https://www.swv.ch/wp-content/uploads/2018/11/R %C3 %A9sum %C3 %A9-dEtude-Pertes-de-Production_lq.pdf
4 Les pertes prévisibles du fait de l'application des dispositions en matière de débits résiduels sont en train d'être recalculées par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN).

Europe / UE # Fourniture d'énergie

2.4. Les importations d'électricité augmentent, mais ne sont pas garanties à long terme



Production et consommation mensuelles d'électricité en 2018. *Source : Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'électricité 2018*

Malgré des exportations majoritaires en été et des importations accrues en hiver, le degré d'auto-approvisionnement de la Suisse se caractérisait jusqu'à présent par un bilan énergétique équilibré à l'échelle d'une année. Avec la sortie du nucléaire, la Suisse perd 3,3 GW de puissance en ruban et entre 20 et 25 TWh d'énergie par an.[1] Si la capacité des centrales et la puissance de pointe demeurent suffisantes pour la consommation intérieure, la situation devient toutefois problématique en période hivernale.

C'est pourquoi, les importations d'électricité ne cessent de gagner en importance en saison hivernale. En effet, ces dernières années, la Suisse a dû importer des volumes d'électricité si conséquents qu'elle est devenue importatrice nette. Durant l'hiver 2016/2017, en raison de l'arrêt des centrales de Beznau I et de Leibstadt, les importations nettes ont atteint près de 18 % de la consommation annuelle. Des études[2 3] montrent que la Suisse sera de plus en plus dépendante des importations à l'avenir. Selon des calculs de l'ElCom[4] – et en fonction de la longévité des centrales nucléaires – l'importation de 4 à 7 TWh d'électricité pourrait devenir nécessaire en hiver d'ici 2025. Cela représente entre 7 et 12 % de la consommation annuelle.

Pour l'instant, l'importation de courant depuis les pays voisins est possible et, selon une étude[5], la Suisse devrait pouvoir compenser ses insuffisances de production électrique grâce aux importations jusqu'en 2030. La situation deviendrait toutefois critique si l'Allemagne abandonnait par exemple non seulement l'énergie nucléaire, mais aussi la production d'électricité dans des centrales à charbon, ce qui est prévu d'ici 2038.[6] La question d'un développement du stockage saisonnier se pose notamment dans le but d'accroître la production nationale d'électricité en hiver.

Le Conseil fédéral souhaite réagir par une révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité[7] pour la période postérieure à 2020. Une procédure de consultation est déjà en cours. Les aspects clés du projet sont :

- la libéralisation totale du marché de l'électricité ;
- l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement grâce à une réserve de stockage stratégique ;
- l'optimisation de l'utilisation du réseau – p. ex. avec une incitation financière visant à éviter les pointes de charge ;
- un nouveau modèle de redevance hydraulique plus souple à partir de 2025 (l'ancienne réglementation restant en vigueur jusqu'en 2024).

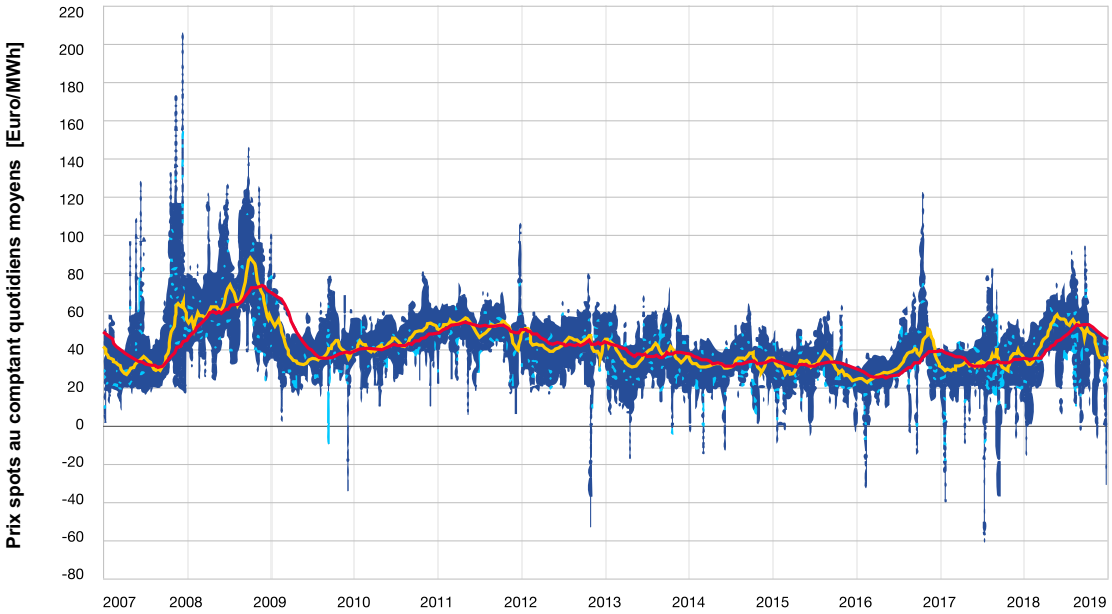
Notes et références

1 Statistiques de l'électricité de la Suisse, Office fédéral de l'énergie

2 Commission fédérale de l'électricité ElCom, « System Adequacy 2025 », 31 mai 2018
3 OFEN, « Rapport SACH », 2017.10.18D
4 ElCom, H. Bhend, Présentation Studiengruppe Energieperspektiven, mars 2019, Baden.
5 Modellierung der System Adequacy in der Schweiz, OFEN, 27 oct. 2017
6 www.wiwo.de/politik/deutschland/nach-21-stunden-sitzung-deutschland-soll-spaetestens-2038-aus-der-kohle-aussteigen/23912932.html
7 « Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régularisation du réseau) », proposition de loi et projet de consultation d'octobre 2018

Marché # Libéralisation / ouverture du marché

2.5. Un marché de l'électricité en mutation



À la Bourse de Leipzig, les prix de gros du courant de charge de base (base load) ont chuté d'environ CHF 70/MWh à CHF 20-40/MWh entre 2009 et 2018. La situation s'est depuis lors légèrement améliorée. Gelb : 50-Tagelinie; rot : 200-Tagelinie (gleitender Durchschnitt) *Source : www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html*

Le marché européen de l'électricité influence fortement les prix de l'électricité en Suisse. Or, au cours des dernières années, il a été touché par divers changements.[1] [2] Les prix de gros[3] ont été soumis à une pression considérable – ce qui s'est répercuté sur les prix de l'hydroélectricité suisse[4]. Cet effondrement des prix s'explique par des surcapacités en Europe, ainsi que par les faibles prix du CO_2 et du charbon. Les surcapacités de production sont une conséquence des fortes subventions consacrées au développement du photovoltaïque et de l'éolien, tandis que les faibles prix du CO_2 sont dus à l'offre excédentaire de certificats d'émissions.

Les conséquences de l'effondrement des prix sont multiples. L'électricité photovoltaïque et éolienne entraîne non seulement une baisse des prix de gros mais, du fait de l'effet « Merit Order », conduit aussi à une diminution des volumes de vente des centrales traditionnelles. Par ailleurs, les variations des prix de l'électricité au fil de la journée subissent eux aussi des changements, notamment avec la quasi-disparition des fortes différences de prix entre les heures pleines et les heures creuses, qui contribuaient très nettement au bénéfice commercial.

La baisse des prix s'est traduite par un net recul des recettes et des bénéfices de l'hydroélectricité suisse. Cela n'est pas sans conséquences : les rendements insuffisants compromettent les investissements d'avenir nécessaires dans la construction et la rénovation d'installations hydroélectriques, tout en suscitant le débat politique sur la future évolution du marché et le soutien du gouvernement. Les interrogations portent avant tout sur la libéralisation totale, la nouvelle réglementation de la redevance hydraulique et les futures relations entre la Suisse et l'Europe, comprenant notamment un accord sur l'électricité. Ces dernières sont examinées en détail dans le cadre des projets « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »[5] et « Européanisation du système énergétique suisse »[6].

La libéralisation totale du marché, condition préalable à un accord sur l'électricité avec l'UE, toucherait également les producteurs d'électricité qui peuvent aujourd'hui encore facturer des prix couvrant les coûts à une clientèle captive. Les coûts de revient fixés par convention peuvent être vérifiés par l'Elcom.[7] Un accord sur l'électricité évitant l'exclusion de la Suisse du commerce transfrontalier dépend toutefois de la signature d'un contrat-cadre avec l'UE.

Notes et références

1 https://www.sccer-crest.ch/fileadmin/FILES/Datenbank_Personen_Projekte_Publikationen/Publications/White_Papers/White_Paper_5_Strommarktdesign_final.
2 https://www.researchgate.net/publication/321304488_Wasserkraft_Wiederherstellung_der_Wettbewerbsfahigkeit
3 P. Hettich et al., Strommarkt 2030, Schriften zum Energierecht, Dike Verlag AG, Zurich/Saint-Gall, 2017

4 Entre 2017 et 2019, les prix de gros du courant de charge de base se sont quelque peu redressés.
5 Projet « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »
6 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »
7 L'ElCom est l'autorité de régulation gouvernementale indépendante dans le domaine de l'électricité.

Marché # Prix

2.6. Les faibles prix de l'électricité n'ont pas le même impact pour tous

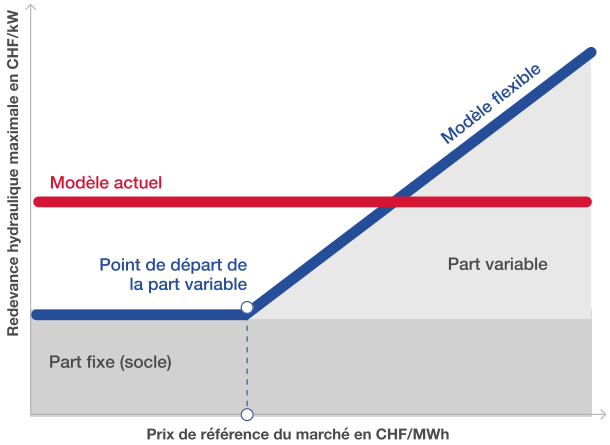


Schéma d'un modèle de redevance hydraulique flexible. *Source : Office fédéral de l'énergie, Grandes lignes d'un éventuel taux maximal flexible de la redevance hydraulique – Rapport destiné à la CEATE-N ; 14 déc. 2018*

En 2012, le prix de la charge de base à la bourse de l'électricité EEX[1] se situait encore à environ 6 centimes d'euro/kWh, avant d'atteindre son plus bas niveau en 2016/2017 avec 2 centimes d'euro/kWh. Entre-temps, le prix s'est quelque peu rétabli, mais à 5 centimes de franc/kWh il reste proche des coûts moyens de production de l'hydroélectricité, qui s'élèvent à 5,6 centimes de franc/kWh en Suisse.

Cette évolution n'a pas le même impact sur toutes les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE)[2]. Sur la base des contributions versées aux pouvoirs publics (dividendes, redevances hydrauliques et impôts), une récente étude de l'Office fédéral de l'énergie[3] met en évidence les points suivants :

- Le chiffre d'affaires cumulé d'Alpiq et d'Axpo, les deux acteurs majeurs du secteur suisse de l'électricité, a presque diminué de moitié. Les dépréciations d'actifs et la faiblesse des prix du marché ont détérioré les résultats nets de façon significative.
- Dans le reste de la branche, les recettes et les bénéfices ont connu une évolution globalement positive. Les achats d'électricité pouvaient se faire à bon prix, tandis que les consommateurs abonnés – composés avant tout de petits clients de l'approvisionnement de base – devaient payer l'électricité à un tarif couvrant les coûts et assurant une marge bénéficiaire.
- Les dividendes versés aux cantons ont diminué de presque 40 %. Les cantons du Plateau suisse, détenant plus de 10 % de participation dans Axpo ou Alpiq, ont enregistré la plus forte baisse.

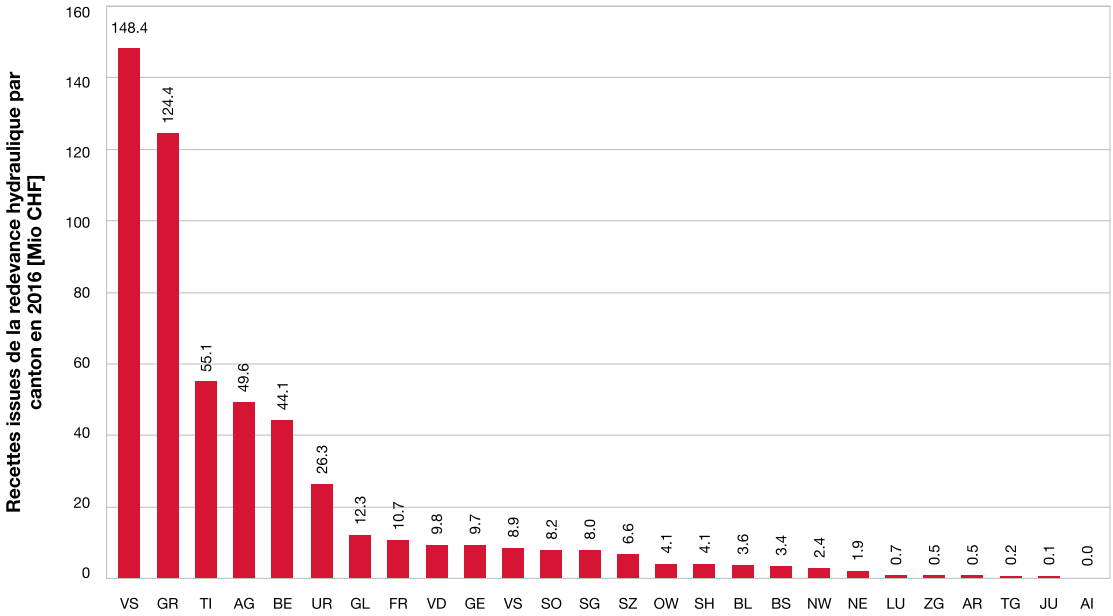
Les producteurs d'électricité et les instances politiques s'efforcent de rétablir la compétitivité de la force hydraulique. Les enjeux centraux à cet égard sont la révision de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité et la coordination avec l'UE par l'intermédiaire d'un accord sur l'électricité. Les débats portent sur les économies de coûts, les subventions aux grandes centrales hydrauliques et, notamment, une nouvelle réglementation de la redevance hydraulique.

Notes et références

1 www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html
2 nzzas.nzz.ch/wirtschaft/schweizer-kraftwerke-machen-oft-gewinn-wasserkraft-lohnt-sich-ld.1475025
3 « Wirtschaftliche Situation von EVU im Zeitverlauf », OFEN, 2017

Marché # Coût / bénéfice

2.7. Redevance hydraulique, concessions et finances cantonales



Vue d'ensemble des recettes des cantons issues des redevances hydrauliques en 2016. Avec nettement plus de CHF 100 millions, les cantons de montagne du Valais et des Grisons sont les principaux bénéficiaires ; les cantons du Tessin, d'Argovie, de Berne et de Glaris perçoivent entre CHF 26 et 55 millions par an. *Source : Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »*

La redevance hydraulique est une indemnité versée par les producteurs d'électricité aux cantons et communes de montagne en contrepartie de l'utilisation de leurs ressources en eau. En 2015, son montant s'élevait à environ CHF 560 millions. La redevance hydraulique représente fréquemment une part conséquente des recettes. Dans le canton d'Uri, où ce pourcentage est le plus élevé, elle procure un quart des recettes cantonales.

L'utilisation de l'eau pour produire de l'électricité est soumise à l'approbation des cantons, mais le gouvernement fédéral a la possibilité de fixer et de modifier des règles, par exemple pour plafonner le taux de la redevance hydraulique. Ce dernier dépend actuellement de la puissance brute[1] d'une centrale, indépendamment de ses résultats. Une procédure politique de révision de la réglementation de la redevance hydraulique est en cours. L'objectif est de soulager les producteurs touchés par les faibles prix de l'électricité. Ils doivent être en mesure de réaliser un bénéfice, afin de pouvoir verser des dividendes aux propriétaires, par exemple les cantons du Plateau suisse, mais aussi effectuer les investissements susceptibles de pérenniser les capacités de production hydroélectrique de la Suisse.

Diverses variantes de réforme sont en cours de discussion. Elles vont d'une suppression de la redevance hydraulique à son maintien avec un taux réduit, en passant par un assouplissement où les versements seraient proportionnels aux résultats des centrales.

Étant donné qu'aucune solution n'a encore émergé, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé de garder le plafond de la redevance hydraulique inchangé à CHF 110 par kW jusque fin 2024. Cela laisse le temps d'élaborer une nouvelle réglementation.

Il est d'autant plus important de se doter d'une nouvelle réglementation qu'en l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE, les entreprises et les instances politiques suisses n'auront qu'une influence limitée sur l'évolution du marché européen de l'électricité. C'est pourquoi la Suisse doit cibler les aspects qui lui permettent d'influencer la rentabilité de la force hydraulique[2] : les directives portant sur le débit résiduel et la redevance hydraulique.

Notes et références

1 La puissance brute est calculée à partir de la hauteur de chute et du volume d'eau exploitable, et ne doit pas être confondue avec la puissance installée des turbines et du générateur d'une centrale électrique.
2 « Wasserkraft : Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit », Livre blanc SCCER CREST, mars 2016

Paysage

2.8. Le développement n’est pas seulement un défi technique

Source : KEYSTONE / Gian Ehrenzeller

La Stratégie énergétique 2050 prévoit un développement de l’hydraulique de l’ordre de 1,5 à 3,2 TWh, soit de 4 à 9 %. Ceci doit permettre de compenser une partie des pertes dues à la fermeture des centrales nucléaires.

Le potentiel supplémentaire de la force hydraulique est toutefois limité pour des raisons de rentabilité, de respect de l’environnement et d’acceptation sociale, mais aussi du fait des incertitudes relatives au climat et aux conditions météorologiques. Ces derniers influencent la fonte des glaciers ainsi que la nature des précipitations sous forme de neige ou de pluie et, par conséquent, les débits d’eau exploitables. Ces débits se répercutent à leur tour sur les volumes de matériaux charriés et les dépôts d’alluvions dans les lacs de retenue. Des questions se posent au sujet d’une régulation appropriée du débit, d’une réactivation de la dynamique sédimentaire, d’une renaturation des cours d’eau et des zones inondables, ainsi que sur la biodiversité de ces espaces de vie. Ces interrogations sont d’autant plus importantes que les cours d’eau naturels comptent parmi les habitats les plus riches, mais aussi les plus menacés.[1] [2]

En Suisse, ces questions sont soumises à la Loi sur la protection des eaux[3], qui définit comment un état aussi proche que possible de l’état naturel doit être préservé ou restauré dans les cours d’eau ou les eaux stagnantes. Cette loi régit par ailleurs la revitalisation des eaux et des zones humides, le rétablissement de la libre migration des poissons, le bilan sédimentaire ainsi que le marnage en aval des centrales – c’est-à-dire les fluctuations irrégulières de débit quotidiennes, dues aux interruptions temporaires d’exploitation des centrales hydroélectriques.

Lors de la mise en œuvre de la Loi sur la protection des eaux, les cantons sont particulièrement vigilants aux aspects suivants :

- les tronçons de débit résiduel en aval des lacs de retenue et des centrales, où des crues artificielles doivent résorber un certain nombre de nuisances[4] ;
- les tronçons de débit résiduel en aval de captages alpins, où les chasses de sédiments effectuées parfois plusieurs fois par jour peuvent influencer l’hydromorphologie et, par conséquent, les conditions de vie ;
- les cours d’eau en aval des centrales, susceptibles d’être affectés par les phénomènes de marnage.

Notes et références

1 https://www.wwf.ch/sites/default/files/doc-2017-07/2016-12-studie-wertvolle-gewaesser_jbr.pdf
2 https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/biodiversite/publications/publications-biodiversite/biodiversite-en-Suisse-etat-et-evolution.html
3 Loi sur la protection des eaux du 24 janvier 1991 (version du 1er janvier 2017)

4 « Künstliche Hochwasser – Auslegeordnung, Grundlagen und Handlungsbedarf », PROHAT, BG, 10 nov. 2016, pour le compte de l'OFEV

Paysage

2.9. Protection des plaines alluviales et des eaux

Paysage alluvial entre Celerina et Samedan. *Source : Collection T. Kaiser 2019*

Les zones alluviales sont des plaines situées le long d'un fleuve ou d'une rivière et caractérisées par des périodes successives de crues et d'étiages.[1] Du fait de la dynamique d'écoulement de l'eau, leurs caractéristiques sont en constante évolution : les inondations, les périodes de sécheresse, l'érosion et la sédimentation modifient l'humidité, la teneur en nutriments ainsi que d'autres facteurs. Les zones alluviales offrent par conséquent une mosaïque d'habitats différents, pouvant accueillir une grande diversité de plantes et d'êtres vivants sur un espace relativement restreint.

Les plaines alluviales ne couvrent qu'environ 0,5 % du territoire suisse, mais abritent quelque 1200 à 1500 espèces végétales, ce qui représente environ 50 % de la flore suisse. La diversité zoologique y est également grande : des insectes, des amphibiens, ainsi que de nombreuses espèces d'oiseaux et de mammifères y trouvent leur nourriture et leur habitat.

Environ 90 % des plaines alluviales originelles ont actuellement disparu, essentiellement du fait de la correction de cours d'eau, du drainage des plaines inondables et des centrales hydroélectriques. Et les plaines alluviales qui subsistent sont menacées : approximativement deux tiers des zones alluviales d'importance nationale non alpines ne bénéficient aujourd'hui plus d'une dynamique d'écoulement naturelle. Les digues et les barrages empêchent les inondations et le débit résiduel en aval des lacs de retenue est généralement trop faible pour la préservation des zones humides. Grâce à des régimes d'écoulement appropriés, la diversité des habitats peut toutefois être restaurée.

La version révisée de la Loi sur l'énergie[2], entrée en vigueur le 1er janvier 2018, donne matière à des débats inédits lors de la construction ou la rénovation d'installations hydroélectriques. La loi prévoit qu'en cas de nécessité de décider entre les intérêts de la nature et de la protection des paysages d'une part et ceux de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables d'autre part, les deux aspects auront désormais un statut d'intérêt national. Cela implique que la protection de la nature et des paysages aura un peu moins de poids qu'auparavant, tandis que la protection des biotopes nationaux en aura en revanche un peu plus.

Notes et références

1 https://www.waldwissen.net/wald/naturschutz/gewaesser/wsl_auen_schweiz/index_FR
2 http://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/50284.pdf

2.10. Six grandes questions sur la force hydraulique

La thématique de la force hydraulique et du marché est actuellement confrontée à six questions clés :

1. Comment préserver le potentiel de l'énergie hydraulique et le développer, notamment à l'aide de solutions de stockage saisonnier supplémentaires ?
2. Comment améliorer la rentabilité de l'hydroélectricité grâce à des mesures opérationnelles ?
3. Comment financer les investissements nécessaires pour l'hydraulique à l'avenir ?
4. Quelle nouvelle réglementation des redevances hydrauliques est socialement acceptable, économiquement équilibrée et politiquement réalisable ou souhaitable ?
5. Comment exploiter durablement les centrales électriques, les captages d'eau et les lacs de retenue de façon écologique ?
6. Comment impliquer tous les groupes d'intérêt dans les projets dans le domaine de la force hydraulique ?

Le PNR Énergie ne peut apporter de réponse exhaustive ou définitive à ces questions clés, car il ne couvre qu'une partie des recherches menées dans la perspective de la Stratégie énergétique 2050 et qu'un certain nombre de résultats ne peuvent pas encore être généralisés. Les explications de cette synthèse se concentrent par conséquent sur les projets ayant trait à la thématique de la force hydraulique et du marché. D'autres résultats, issus des recherches actuelles dans le domaine de l'énergie, peuvent être trouvés dans les autres synthèses thématiques ainsi que dans les rapports annuels des SCCER (Swiss Competence Centers for Energy Research).[1]

Notes et références

1 p. ex. dans : Science Report SCCER-SoE 2018

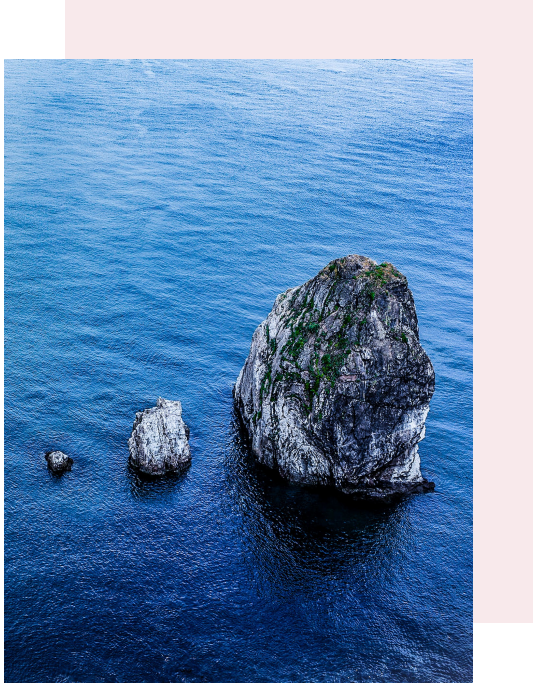
2.11. Processus de synthèse en plusieurs étapes

L'élaboration de la synthèse relative à l'axe thématique « Force hydraulique et marché » a nécessité un processus en plusieurs étapes. En octobre 2016, lorsque les chercheurs travaillaient encore sur leurs projets respectifs, ils ont échangé à propos de leurs sujets de recherche, méthodes et approches dans le but d'identifier d'éventuelles interdépendances et synergies potentielles. Six mois plus tard, les chercheurs ont rencontré des représentants d'associations, d'offices fédéraux, de cantons et d'ONG concernées afin d'en savoir plus à propos de leurs attentes vis-à-vis des résultats de recherche et de leur diffusion.

Forts de ces enseignements, les Comités de direction du PNR « Énergie » ont développé une ébauche de synthèse pour chacun des six axes thématiques. Sur cette base, une première esquisse de la synthèse « Force hydraulique et marché » a été élaborée par Tony Kaiser, soumise à l'examen des Comités de direction du PNR « Énergie », puis rédigée par un journaliste scientifique.

En juin 2019, un groupe de réflexion composé de neuf spécialistes de l'administration, de l'économie et d'ONG s'est réuni pour examiner et évaluer l'esquisse de la synthèse (voir « Mentions légales »). Ils ont également évalué les recommandations en termes d'efficacité et de faisabilité. Après plusieurs remaniements et compléments, la synthèse a été adoptée en septembre 2019 par les Comités de direction du PNR « Énergie ».

3. Trois thématiques clés



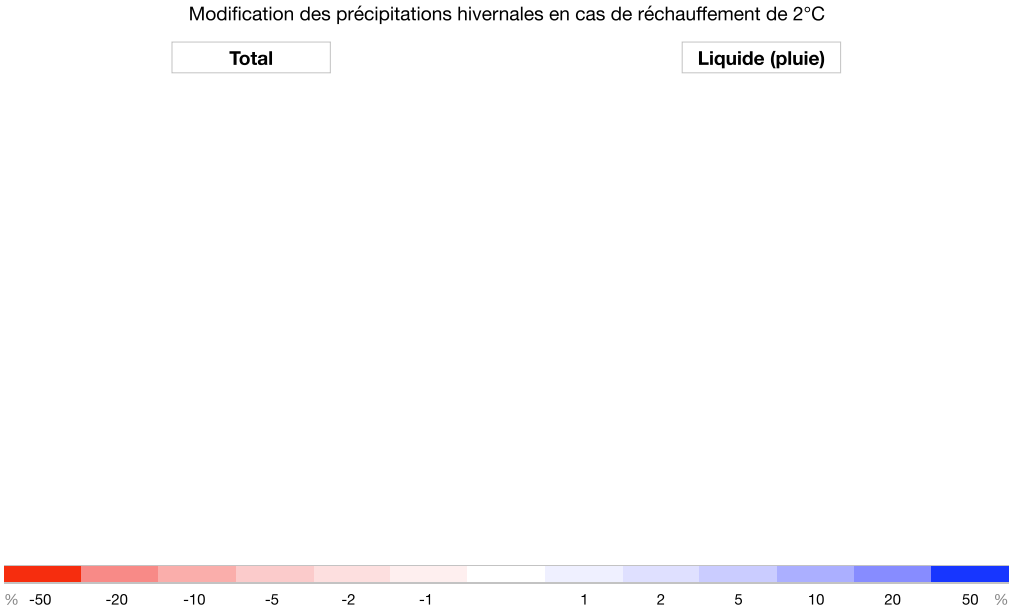
Dans le cadre de cette synthèse, les résultats de la douzaine de projets de recherche menés sur le sujet « Force hydraulique et marché » ont été associés à trois thématiques clés :

- Maintien et développement de la force hydraulique : défis techniques
- Coûts, prix, redevance hydraulique et marché : défis économiques
- Plaines alluviales, débit d'eau résiduel, matériaux de charriage : défis écologiques

3.1. Maintien et développement de la force hydraulique : défis techniques

La fonte des glaciers réduit les réserves d'eau mais fournit également les conditions nécessaires à la création de nouveaux lacs de retenue. La surélévation des barrages de 19 lacs de retenue suisses offrirait en outre un volume de stockage supplémentaire de 700 km^3. Les nouvelles capacités permettraient notamment un transfert de la production de l'été vers l'hiver. La surélévation des barrages existants serait aussi nettement plus rapide à réaliser que la construction de nouveaux lacs de retenue à proximité des glaciers qui fondent.

3.1.1. Potentiel de développement de la force hydraulique



Modification des précipitations hivernales. *Source : Académie suisse des sciences naturelles, brochure « Wasserkraft und Klimawandel in der Schweiz – Vision 2030 », 2003*

Selon l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), la production d'électricité hydraulique peut être étendue de 1,5 à 3,2 TWh/an en Suisse, ce qui correspond à environ 4 à 9 % de la production moyenne.[1] Ce potentiel inclut les nouvelles constructions et les remaniements, ainsi que les extensions de centrales hydroélectriques ; 1,4 TWh/an ont été déduits sur la base des nouvelles dispositions en matière de débit résiduel.

Ce potentiel théorique sera toutefois influencé par le changement climatique, dans la mesure où la hausse des températures a un impact sur les précipitations et les phénomènes extrêmes. Dans l'arc alpin, l'augmentation prévue des températures sera supérieure à celle des températures moyennes. Les pluies seront notamment moins fréquentes en été, tandis qu'en hiver les précipitations se feront davantage sous forme de pluie que de neige. Globalement, la pluviosité annuelle augmentera légèrement sur le versant nord des Alpes, alors qu'elle aura plutôt tendance à diminuer sur le versant sud. [2] [3] [4]

L'évolution prévue aura également des répercussions sur la limite pluie-neige, l'épaisseur du manteau neigeux ainsi que la surface et le volume des glaciers. En été, la neige pourrait complètement disparaître en-dessous de 3500 m d'altitude. Ceci réduirait la contribution de la fonte des neiges au débit des cours d'eau, mais augmenterait celle des glaciers – du moins tant qu'ils n'ont pas entièrement fondu, ce qui pourrait se produire d'ici la fin du siècle.

Tant que des glaciers subsistent, les débits annuels ne devraient pas connaître de variation sensible, aussi bien au nord qu'au sud des Alpes. La répartition saisonnière des débits sera cependant nettement différente ; dans les régions à fort enneigement ou comportant des glaciers, le débit maximum se décalera de l'été à la fin du printemps. Les débits diminueront sensiblement en été et en automne, alors qu'en hiver ils augmenteront légèrement du fait de

la remontée de la limite pluie-neige.

Notes et références

1 « Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft », R. Pfammatter et M. Piot, « Eau énergie air », 106e année/Cahier 1, 2014, CH-5401 Baden
2 R. Weingartner et al. « Auswirkungen der Klimaänderung auf die schweizerische Wasserkraftnutzung », Geogr. Helv. 68, 239-248, 2013.
3 B. Schäfli et al., « The role of glacier retreat for Swiss hydropower production », Renewable Energy 132 (2019) 615-627.
4 J. Savelsberg, « The impact of Climate Change on Swiss Hydropower », Sustainability 2018, 10, 2541; doi :10.3390/su10072541

Paysage # Fourniture d'énergie

3.1.2. Nouvelles opportunités à proximité des glaciers qui fondent

Emplacement du réservoir	V_W [hm³]	V_R [hm³]	Z_{max} [m a.s.l.]	H [m]	P [MW]	E [GWh/yr]	E_{eq} [GWh]
Glacier d'Aletsch	309	181	1880	355	73	218	396
Glacier du Gorner	199	168	2300	594	78	235	199
Glacier de Grindelwald	94	71	1520	456	28	85	64
Glacier Hüfi	44	36	1780	1204	35	105	86
Glacier du Rhône	56	46	2300	790	19	57	75
Glacier Roseg	96	78	2260	1212	77	231	261
Glacier de Trift*	154	85	1776	380	80	145	215
				Total	390	1076	1296

*Données approuvées par le futur opérateur : Kraftwerke Oberhasli AG (KWO)

V_W = volume d'écoulement annuel
V_R = volume du réservoir
Z_{max} = niveau maximum admis
H = hauteur de chute nette
P = puissance installée
E = production annuelle d'électricité
E_{eq} = équivalent énergétique du réservoir

Avec les sept sites périglaciaires les mieux adaptés à la production hydroélectrique, la capacité annuelle de stockage gagne environ 1,3 TWh et la production d'électricité potentielle augmente de 1,0 à 1,1 TWh par an du fait du débit supplémentaire. *Source : Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »*

La fonte des glaciers réduit les réserves d'eau. Elle réunit cependant aussi les conditions fondamentales nécessaires à la création de nouveaux lacs de retenue, verrouillés par une crête rocheuse naturelle ou la construction d'un barrage.

Le projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »[1] a permis de sélectionner des sites potentiels en Suisse, présentant un débit annuel d'au moins 10 millions de m³, et de les évaluer en fonction de critères économiques, écologiques et sociétaux. Les sites concernés ont été répertoriés et classés. Les sept « nouvelles retenues potentielles les plus appropriées » représentent une capacité de stockage totale de 1,3 TWh, ce qui équivaut à 14 % de la capacité de stockage des lacs de retenue actuels. La construction de sept centrales hydroélectriques en aval de ces sites permettrait de produire environ 1,1 TWh d'électricité par an. Ces installations augmenteraient la production nationale de courant de 3 % et pourraient contribuer à atteindre l'objectif de 37,4 TWh/a[2] fixé pour 2035 – sans tenir compte toutefois des éventuelles baisses de production dues aux nouvelles dispositions en matière de débit résiduel.

Selon le volume de stockage, la moitié de l'électricité supplémentaire produite pourrait par exemple être utilisée en période hivernale, c'est-à-dire au moment où les besoins d'importation de la Suisse sont les plus élevés. À l'exception du glacier de Trift, les sept nouvelles retenues potentielles les plus appropriées sont cependant toutes inscrites à

l'Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels (IFP) ; des résistances et des oppositions sont par conséquent probables dès la planification.

C'est pourquoi, aux yeux de l'Office fédéral de l'environnement, seul le glacier de Trift représente une opportunité réaliste de création d'un nouveau lac de retenue.[3] Le glacier du Gorner serait éventuellement envisageable, étant donné qu'il est uniquement placé sous protection nationale. Le glacier de Grindelwald, classé au patrimoine mondial de l'UNESCO, est une option peu réaliste, tandis que les autres glaciers bénéficient de dispositions de protection préventive en vertu de l'art. 12, al. 2 de l'Ordonnance sur les zones alluviales[4].

Notes et références

1 Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »
2 Loi sur l'énergie Lene, art. 2, al. 1
3 R. Estoppey et S. Lussi, Office fédéral de l'environnement, dans une note personnelle du 11.06.2019 adressée à l'auteur.
4 https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/biodiversite/info-specialistes/mesures-de-conservation-de-la-biodiversite/infrastructure-ecologique/biotopes-d_importance-nationale/zones-alluviales.html

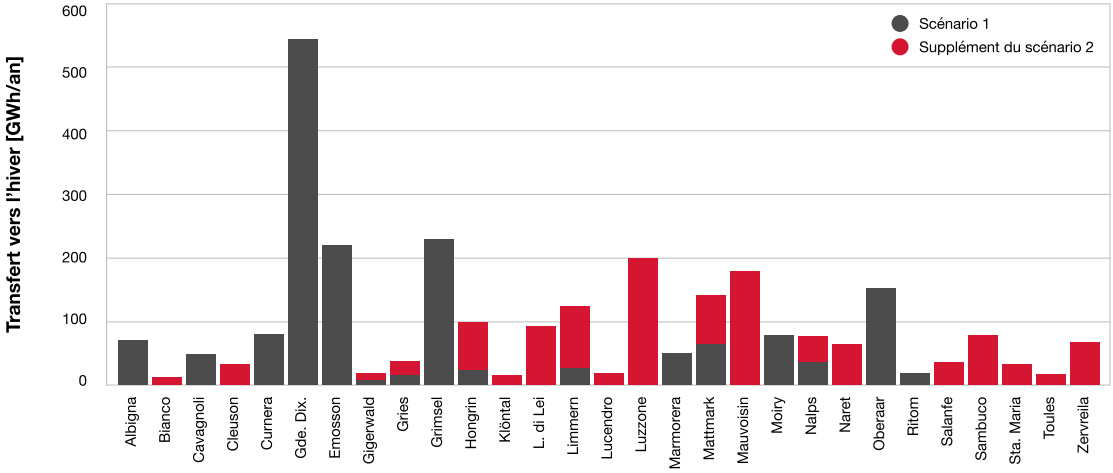
Paysage # Fourniture d'énergie

3.1.3. Possibilité de création d'un lac proglaciaire en aval du glacier du Trift

Le glacier de Trift, situé dans les Alpes centrales de l'Oberland bernois, constitue un exemple impressionnant de formation d'un lac proglaciaire. En 1948, le glacier descendait encore jusqu'à 2500 m d'altitude. En 2008, au même endroit, un lac s'était déjà formé. Et en 2014, le glacier s'arrêtait nettement au-dessus du lac. Du fait de la situation du lac, qui tire parti de la topographie des lieux, la construction d'un barrage serait relativement facile. C'est pourquoi le site est considéré comme bien adapté à la création d'un lac de retenue. Dans le cadre d'une procédure participative lancée en 2012, les intérêts de la protection de la nature et des paysages sont confrontés à ceux du secteur de l'électricité. En 2017, la société Kraftwerke Oberhasli (KWO) a déposé auprès des autorités bernoises une demande d'autorisation de construction d'un barrage.

Paysage # Fourniture d'énergie

3.1.4. Production d'électricité accrue grâce à la surélévation des barrages



Transfert vers l'hiver		Nombre d'accumulateurs		Rehausse de :	5%	10%	20%
Scénario 1	1.7 TWh/a	Total:	16		3	6	7
Scénario 2	2.8 TWh/a	Total:	29		2	8	19

La surélévation de barrages existants de 5, 10 ou 20 % permettrait une augmentation du potentiel de stockage en saison hivernale pouvant atteindre jusqu'à 30 %, c'est-à-dire davantage que le potentiel de stockage des futurs lacs glaciaires, qui représente environ 15 % de la capacité de stockage totale actuelle de 8,8 TWh. *Source : R. Boes, « Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050 », Energy Day. EPF Zurich 2018*

La surélévation des barrages de 19 lacs de retenue suisses offrirait un volume de stockage supplémentaire de 700 km^3. Les nouvelles capacités permettraient notamment un transfert de la production d'été en hiver. La surélévation des barrages existants serait aussi nettement plus rapide à réaliser que la construction de nouveaux lacs de retenue à proximité des glaciers qui fondent.

Le projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »[1] a permis d'étudier divers scénarios de rehaussement des barrages. En fonction du scénario, cela pourrait permettre de transférer la production de l'été vers l'hiver à hauteur de 1,7 à 2,8 TWh/an. Combinée à la création de sept nouveaux lacs de retenue sur d'anciens sites glaciaires, cette mesure permettrait d'accroître la production hivernale de l'ordre de 2 à 3,5 TWh/an. Cela ne compenserait pas les importations de courant nécessaires en hiver, qui atteignaient en moyenne 4,2 TWh entre 2003 et 2017, mais améliorerait sensiblement la situation durant le semestre le plus critique.

Notes et références

1 Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »

Europe / UE # Fourniture d'énergie

3.1.5. Nouveau potentiel de stockage pour réduire les importations en hiver

	Objectif selon les perspectives énergétiques : 38,6 TWh/a								
en TWh/a	Pire scénario			Scénario probable			Scénario optimal		
Étude de potentiel	OFEN	ASAE**	ETHZ	OFEN	ASAE**	ETHZ	OFEN	ASAE**	ETHZ
Potentiel des gains d'efficacité, des extensions et des nouvelles constructions 0,5 TWh/a déjà réalisés entre 2012 et 2018 (Rapport de surveillance de l'OFEN, 2018)	2.43	1.50	1.50	3.25 *	4.00 *	5.50	4.06	6.50	8.00
Pertes dues aux eaux résiduelles (Pfam. & Semad. 2018)	-6.41	-6.41	-6.41	-3.65	-3.65	-3.65	-2.28	-2.28	-2.28
Potentiel hydroélectrique total (arrondi)	-4.00	-4.90	-4.90	-0.40	0.40	1.90	1.80	4.70	5.70
Production hydroélectrique Sur la base d'une production moyenne attendue de 35,9 TWh (situation au 01.01.2018) (Rapport de surveillance de l'OFEN, 2018)	31.90	31.00	31.00	35.40	36.30	37.80	37.70	40.60	41.60

* Valeur moyenne entre les scénarios « conditions d'utilisation actuelles » et « conditions d'utilisation optimisées »
** Association suisse pour l'aménagement des eaux

Potentiel de la force hydraulique. *Source : R. Boes, « Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050 », Energy Day. EPF Zurich 2018*

Le potentiel mis en évidence par le projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »[1] , avec les lacs proglaciaires et le rehaussement des barrages existants, a été replacé dans le contexte des différentes estimations[2] [3], issues de la mise en œuvre des nouvelles dispositions en matière de débit résiduel. Ces dernières devront être appliquées au cours des prochaines décennies, lors du renouvellement des concessions hydroélectriques. Par rapport à aujourd'hui, ces dispositions exigent selon le scénario un débit résiduel accru, une hauteur d'eau supérieure pour améliorer la migration des poissons et la protection des zones inondables ou une « dotation dynamique simultanée », c'est-à-dire qu'un pourcentage donné du débit naturel doit en permanence être maintenu.

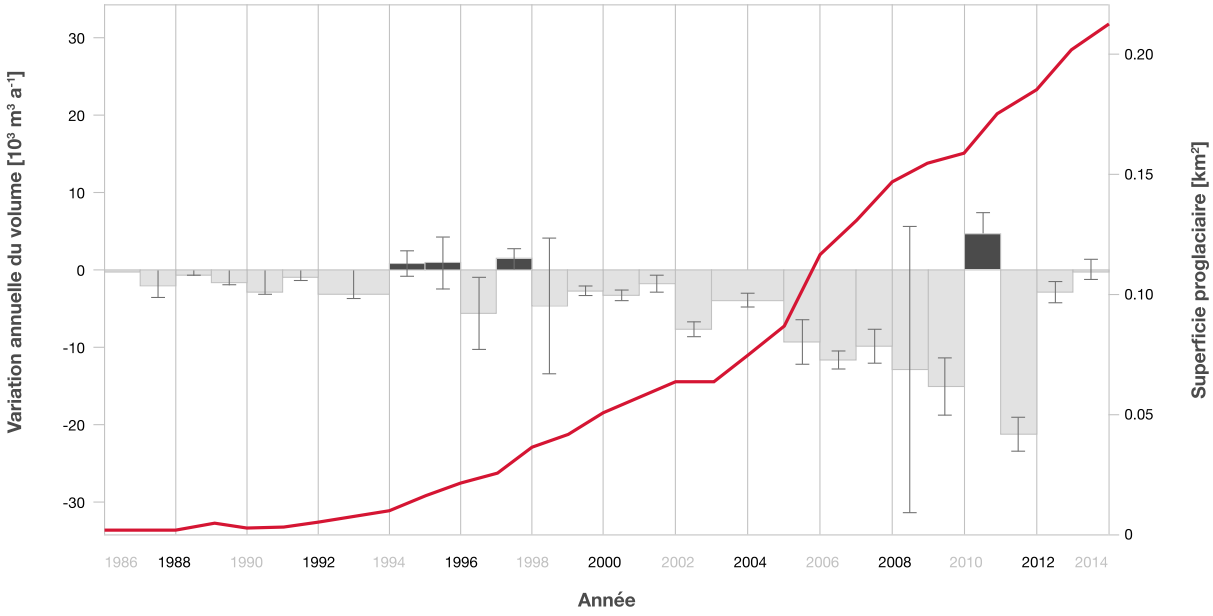
Le récapitulatif[4] présente les estimations et les chiffres publiés par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) et l'EPF de Zurich en fonction des scénarios « pire scénario », « scénario probable » et « scénario optimal ». Les écarts entre les chiffres témoignent de la difficulté d'évaluer le potentiel de développement et l'influence de la Loi sur la protection des eaux. Les chiffres sont en cours de révision par l'Office fédéral de l'énergie et devraient être publiés avant fin 2019. En raison de l'augmentation prévue des débits résiduels et de la baisse du courant produit par les petites centrales hydrauliques, il faut s'attendre à un potentiel de développement réduit.

Notes et références

1 Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »
2 Stratégie énergétique 2050
3 R. Pfammatter et N.S. Wicki, « Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick », Eau énergie air, 110e année, 2018, Cahier 4, p. 233
4 H. Boes, « Schweizer Wasserkraft in der Energiestrategie 2050 – quo vadis », Energy Day ETHZ, déc. 2018

Paysage

3.1.6. La fonte des glaciers amplifie le charriage



Augmentation des surfaces libérées par la glace à proximité du glacier de Gries, dans le canton du Valais et évolution du transport de sédiments entre 1986 et 2014. *Source : Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »*

Dans la perspective de l'aménagement de lacs de barrage en aval des glaciers en fonte, un aspect mérite une attention particulière : la fonte des glaciers amplifie le charriage vers les retenues situées en contrebas, ce qui diminue le volume de ces dernières à long terme. Jusqu'à présent, aucune étude n'avait été menée sur l'importance réelle de cette charge sédimentaire. Des données plus précises ont pu être obtenues en comparant le charriage dans les zones suivantes :

- zones proglaciaires : surfaces fraîchement libérées par le retrait d'un glacier ;
- zones subglaciaires : surfaces situées sous un glacier et libérant des eaux de fonte.

Le projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »[1] a permis le développement de nouvelles méthodes de mesure et d'une technique de simulation inédite, permettant de comparer le charriage issu des zones proglaciaires et subglaciaires. Des mesures de terrain portant sur la concentration sédimentaire dans les eaux de fonte des glaciers du Gorner et d'Aletsch conduisent à un bilan différencié. Les deux glaciers génèrent de grandes quantités de matériaux de charriage. Le glacier du Gorner présente de fortes fluctuations saisonnières, avec un pic de charriage au début de la saison estivale. Pour le glacier d'Aletsch, le charriage est en revanche plus équilibré dans le temps et clairement corrélé avec le volume des eaux de fonte.

Les dépôts de sédiments augmentent dans les lacs de retenue lorsque la proportion de zones

non glaciaires augmente dans la zone de captage, c'est-à-dire quand les glaciers fondent. La quantité de sédiments émanant des surfaces libérées par le recul des glaciers diminue toutefois avec le temps et finit par se stabiliser.

Les relevés de terrain et les analyses servent également de paramètres d'entrée pour une simulation à long terme de la sédimentation dans un lac de retenue. Ces données revêtent une importance considérable dans le processus de planification des réservoirs périglaciaires : elles permettent de comprendre les spécificités d'un site – l'impact des sédiments et les conditions hydrauliques – et, si nécessaire, de prendre des mesures visant à ralentir la sédimentation dans le réservoir.

Notes et références

1 Projet « Zones périglaciaires et hydroélectricité »

Participation

3.1.7. Évaluation de durabilité intégrale et dialogue avec les parties prenantes

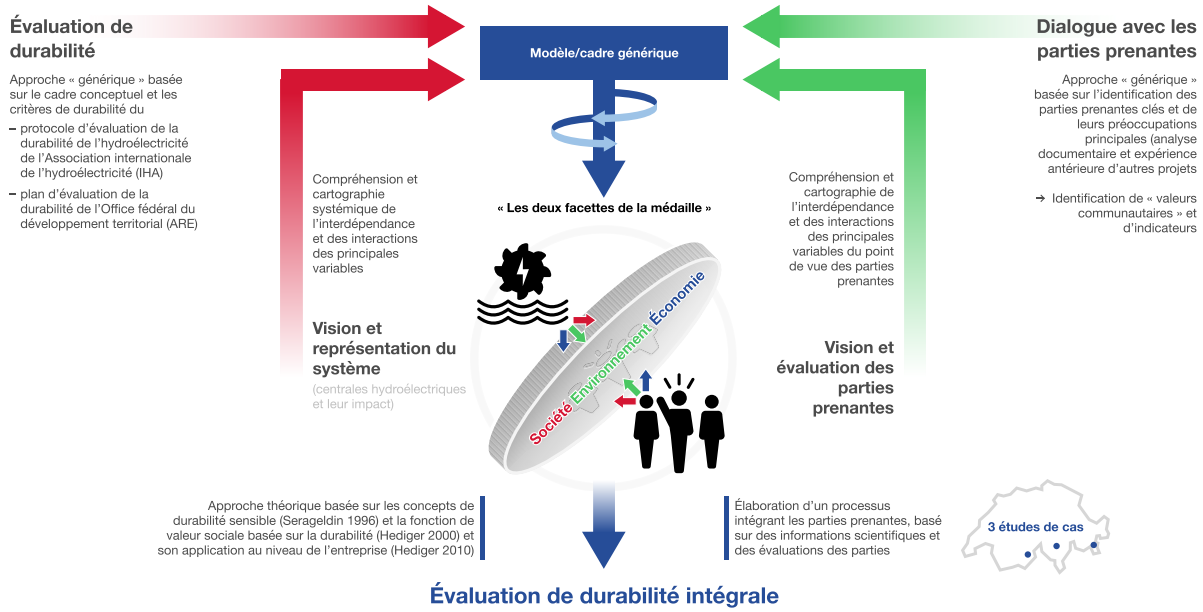


Schéma proposé et éprouvé sur la procédure à suivre pour une évaluation globale de la durabilité des projets au moyen d'un dialogue avec les parties prenantes, dans le cadre de l'exploitation de l'énergie hydraulique. *Source : Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »*

Les projets dans le domaine de l'hydroélectricité nécessitent toujours la prise en compte de nombreux aspects techniques, économiques, écologiques ou socio-politiques. De plus, ces projets nécessitent souvent de concilier les intérêts de parties prenantes très diverses.

Le projet « Durabilité de la force hydraulique »[1] a étudié de manière approfondie la question des processus devant à l'avenir servir de base aux projets dans le domaine de l'hydroélectricité – que ce soit pour la planification de nouvelles installations, pour l'élaboration de la nouvelle réglementation des redevances hydrauliques ou pour la révision de la Loi sur la protection des eaux.

La recommandation formulée s'articule autour d'un dialogue exhaustif et intégral avec les parties prenantes, associé à une évaluation de durabilité scientifiquement fondée. Ce modèle repose sur une approche déjà mise en application sous une forme simplifiée dans le canton de Berne.[2] Après avoir été perfectionné, il a été testé sur deux projets : la centrale de pompage-turbinage Lagobianco et le projet Piottino d'Azienda Elettrica Ticinese (AET).

Outre les aspects économiques, le nouveau processus étendu inclut également des critères sociaux et environnementaux. De plus, il implique l'ensemble des parties prenantes du projet dès la phase de planification. Outre la valeur financière (« Net present value ») du projet du point de vue de la société hydroélectrique, les 150 indicateurs utilisés comprennent aussi des

critères écologiques et socio-politiques. Ces critères sont évalués par des experts et des conclusions (« compromis ») sont établies dans le cadre d'un dialogue avec les parties prenantes. D'une valeur purement économique, on passe ainsi à une évaluation globale de l'ensemble du projet, que l'on pourrait qualifier de « social net present value » (valeur sociétale actuelle nette).

Notes et références

1 Projet « Durabilité de l'hydroélectricité »

2 Hediger, W. (2017). Nachhaltigkeitsbeurteilung (NHB) von Wasserkraftprojekte, Arbeitsdokument, Mai 2017, Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung, HTW Coire

3.1.8. Installation de pompage-turbinage Lagobianco et centrale hydroélectrique Piottino

Le Lagobianco au col Bernina.

Une évaluation intégrée de la durabilité a permis d'examiner les impacts positifs et négatifs de la centrale électrique Lagobianco, aussi bien durant la phase de construction que lors de son exploitation ultérieure.[1] Les parties prenantes ont discuté des avantages et des inconvénients et ont déterminé ensemble les « compromis » dans le cadre d'une évaluation globale. Les participants étaient le responsable du projet Lagobianco de Repower, un représentant du secteur de l'électricité et du WWF Grisons, le cabinet de conseil qui a réalisé l'évaluation de durabilité (EDD) du projet, ainsi que des représentants du monde scientifique et des instances politiques.

Les travaux de terrassement, les restrictions de l'espace de vie et les immissions atmosphériques sont les principaux aspects négatifs identifiés pour les six ans de la phase de construction. Et les aspects positifs – investissements dans les infrastructures et hausse de la consommation locale grâce aux résidents temporaires supplémentaires – n'ont pas permis de les compenser.

L'impact sur l'économie régionale de la période d'exploitation, d'une durée prévisionnelle de 80 ans, a en revanche été jugé nettement plus positif. Même les préoccupations environnementales ont pu être dissipées. Il en résulte une valeur globale légèrement positive pour la société (« social net present value »).

Dans le cadre de la revalorisation des centrales hydroélectriques dans la Léventine, une évaluation de durabilité a été menée en vue de la rénovation de la centrale hydroélectrique Piottino de l'AET (Azienda Elettrica Ticinese) à Lavorgo, en impliquant là aussi les parties prenantes. Cette étude a une nouvelle fois démontré que si le projet était bien réfléchi, l'impact positif de l'exploitation en termes de biodiversité, d'habitat, d'énergie et de prospérité

pouvait surpasser les aspects négatifs liés à la phase de construction.

Notes et références

1 Projet « Durabilité de l'hydroélectricité »

3.1.9. Maintien et développement de la force hydraulique : conclusions

- La Stratégie énergétique 2050 prévoit d'augmenter la production moyenne d'électricité de 35,9 TWh/an actuellement à 38,6 TWh/an en 2050. La construction de nouvelles centrales électriques ainsi que l'extension et l'optimisation des installations existantes n'apportent toutefois qu'une contribution limitée à cette hausse de la production. Les estimations de ce potentiel se situent entre 1,5 TWh/an pour les plus pessimistes et 8 TWh/an pour les plus optimistes.
- Les estimations optimistes incluent le potentiel technique théoriquement accessible des lacs de retenue proglaciaires, soit environ 1,3 TWh/an, ainsi que l'éventualité de la surélévation des barrages de 5 à 20 %, soit entre 1,7 TWh/an et 2,8 TWh/an. Rehausser des barrages est en principe réalisable plus rapidement que d'aménager des lacs de retenue proglaciaires. La protection de la nature et des paysages, ainsi que les dispositions relatives aux débits résiduels restreignent toutefois fortement le potentiel exploitable.
- L'assainissement écologique de la force hydraulique peut considérablement réduire la production : de 2,3 TWh/an à 6,4 TWh/an selon le scénario. Cette réduction pourrait ainsi s'avérer supérieure à l'extension prévue par la Stratégie énergétique 2050. Un conflit d'objectifs subsiste par conséquent entre les aspects environnementaux et économiques.
- Globalement, la production hydroélectrique moyenne prévue en 2050 devrait se situer entre 31,0 TWh/an et 41,6 TWh/an. L'Office fédéral de l'environnement appelle à la prudence au sujet de ces chiffres car l'impact des directives de débit résiduel sur le potentiel d'expansion dépend fortement de leur mise en œuvre. Ainsi, les cantons peuvent faire usage de clauses dérogatoires.
- À l'avenir, les importations d'électricité vont augmenter durant le semestre d'hiver et, avec la sortie du nucléaire, cette tendance sera encore renforcée pour atteindre 7 à 12 % de la consommation annuelle selon les estimations. Durant l'hiver 2016/2017, suite à l'arrêt des centrales de Beznau I et de Leibstadt, les importations nettes avaient atteint près de 18 % de la consommation annuelle.

- Toutes les options permettant d'accroître la production d'électricité à partir de la force hydraulique doivent par conséquent être mises à profit, y compris la construction de nouveaux moyens de stockage. De nouvelles possibilités techniques de stockage, susceptibles de soutenir la production nationale de courant durant la saison hivernale, s'ouvrent grâce au recul des glaciers et des lacs qui se forment en aval de ces derniers, ainsi que par le rehaussement des barrages existants.

3.2. Coûts, prix, redevance hydraulique et marché : défis économiques

Au cours des dernières années, les producteurs d'électricité ont souffert d'une baisse de leurs recettes et de leurs bénéfices, voire de pertes considérables dans certains cas. Les moyens requis pour le renouvellement des infrastructures font par conséquent défaut. La force hydraulique suisse est confrontée à deux défis majeurs : d'abord le marché européen, qui est déterminant pour la future rentabilité de l'hydraulique et donc pour ses possibilités d'investissement, et ensuite l'importance croissante des aspects politiques, sociaux et juridiques.

Redevance hydraulique # Marché # Financement # Europe / UE

3.2.1. Faible prix de l'électricité et taxes élevées ?

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, la Stratégie énergétique 2050 mise en grande partie sur l'hydroélectricité. Au cours des dernières années, les producteurs d'électricité ont toutefois souffert d'une baisse de leurs recettes et de leurs bénéfices, voire de pertes considérables dans certains cas. De ce fait, les moyens requis pour le renouvellement des infrastructures font défaut[1].

Cette situation économique est liée à l'évolution sur le marché européen et à la chute des prix intervenue ces dernières années. Celle-ci s'explique par la libéralisation du marché de l'électricité en Europe, par la part croissante d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables, ainsi que par le faible coût du charbon et du CO_2. La faiblesse des prix du CO_2 s'explique à son tour par l'offre excédentaire de certificats d'émissions.[2]

Lorsque les prix de gros sont bas, les coûts d'investissement et d'exploitation de la force hydraulique ne peuvent plus être couverts ou alors tout juste. À court terme, il s'agit par conséquent d'améliorer les rendements ; et à long terme, de nouvelles stratégies d'investissement, des stratégies commerciales alternatives, une bonne compréhension des marchés futurs et un usage optimal des technologies de production et de stockage décentralisés sont nécessaires.

Un des enjeux politiques actuellement les plus controversés est sans doute la redevance hydraulique, c'est-à-dire le dédommagement que versent les producteurs d'électricité aux cantons et aux communes en contrepartie de l'eau qu'ils utilisent. Pour les régions de montagne, la redevance hydraulique représente une source de recette non négligeable. Une étude récemment publiée par l'AES[3] indique qu'en raison de la redevance hydraulique, les compagnies d'électricité suisses payent des taxes excessives par rapport aux autres pays et souffrent de ce fait d'un handicap concurrentiel par rapport à l'énergie hydraulique étrangère, mais aussi vis-à-vis du courant issu d'autres sources d'énergie. Les cantons de montagne contestent cette vision. Selon eux, la redevance hydraulique n'est pas une taxe, mais le prix d'une matière première et, par conséquent, une source de revenu. De plus, l'enquête de

l'AES est jugée incomplète, parce que son comparatif avec les pays voisins ne tient compte ni de la TVA, ni des subventions.[4]

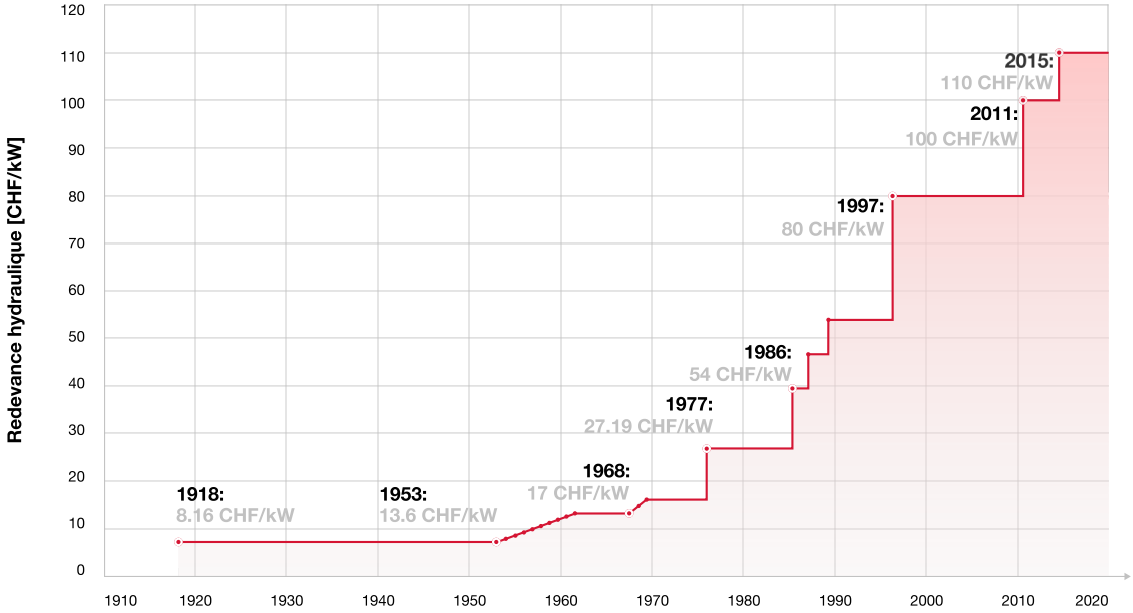
La réforme de la redevance hydraulique nécessite un processus politique.[5] Le Parlement et le Conseil fédéral ont décidé de prolonger le système fixe actuel jusqu'en 2024, afin de disposer de temps pour développer une nouvelle solution.

Notes et références

1 Entre 2017 et 2019, les prix de gros du courant de charge de base se sont quelque peu redressés.
2 « Wasserkraft : Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit », Livre blanc SCCER CREST, mars 2016
3 « L'hydraulique suisse est taxée jusqu'à neuf fois plus que la concurrence étrangère », AES, 18 février 2019
4 J. Meier, NZZ am Sonntag, 24 février 2019, p. 33
5 « Wasserkraft : Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit », Livre blanc SCCER CREST, mars 2016

Marché # Financement

3.2.2. Redevance hydraulique – une valeur fixe depuis 100 ans



Évolution historique de la redevance hydraulique maximale du début du 20e siècle à nos jours. *Source : Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »*

La redevance hydraulique ne dépend pas de l'énergie produite par une centrale, mais de sa puissance brute. De ce fait, le système est indépendant de la valeur économique actuelle de la ressource hydraulique. Le taux maximal applicable est fixé par le Parlement.

Ce système, applicable en Suisse aux centrales électriques d'au moins 1 mégawatt (MW) de puissance brute et régi par la Loi sur les forces hydrauliques (LFH), existe depuis un siècle. Le taux maximum a régulièrement été revalorisé. Au moment de son introduction en 1918, la redevance hydraulique s'élevait à CHF 8.– par kilowatt ; les dernières révisions ont porté son montant à CHF 100.–/kW en 2011 et à CHF 110.–/kW en 2015.[1]

En réponse au reproche selon lequel la hausse du taux maximum de la redevance hydraulique serait supérieure à l'inflation, le Secrétaire général de la Conférence gouvernementale des cantons alpins répond que ceci découlerait d'une volonté politique : en effet, l'intérêt public en faveur de la valeur de l'eau pour la protection des paysages et la production de courant renouvelable aurait fortement augmenté dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.[2]

La révision de la Loi sur les forces hydrauliques, qui est en cours de délibération parlementaire, s'articule autour d'un taux maximal flexible de la redevance hydraulique en guise de nouvelle réglementation. Un rapport de l'OFEN[3] reprend les grandes lignes du débat.

Notes et références

1 « Eau énergie air » - 108e année, 2016, cahier 3, CH-5401 Baden
2 Message personnel du Secrétaire général de la Conférence gouvernementale des cantons alpins à l'auteur.
3 « Grandes lignes d'un éventuel taux maximal flexible de la redevance hydraulique – Rapport destiné à la CEATE-N », OFEN, 14 décembre 2018

Marché # Financement

3.2.3. Un instrument de politique régionale ?

Comment la redevance hydraulique doit-elle être organisée à l'avenir ? Dans son message sur la modification de la loi sur les forces hydrauliques, le Conseil fédéral écrit : « Pour le choix d'une future solution, il sera décisif que la redevance hydraulique n'entrave pas trop les forces du marché et qu'elle ne rende pas les investissements impossibles. Elle ne devrait pas diminuer les incitations à réduire les coûts et à augmenter la production tout en indemnisant correctement l'utilisation des ressources en eau. »

La flexibilisation de la redevance hydraulique est actuellement au cœur du débat. Le Conseil fédéral et l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) ont décrit cette flexibilisation en détail dans un rapport de décembre 2018 adressé à la Commission de l'environnement et de l'énergie du Conseil national[1].

Dans son étude « Concessions pour les concessions »[2], Avenir Suisse propose un certain nombre d'options à envisager en lien avec la péréquation financière nationale (RPT). Selon Avenir Suisse, au fil des décennies la redevance hydraulique a été progressivement détournée en « instrument de politique régionale ». C'est pourquoi la fondation suggère de l'intégrer dans les calculs de la RPT, dans la mesure où « les objectifs de politique régionale devraient être poursuivis explicitement via la compensation des charges ».

En attendant, le Conseil fédéral a soumis au Parlement diverses options de nouvelle réglementation de la redevance hydraulique après 2024, puisque cette dernière a été gelée jusqu'à cette date :[3]

- La redevance hydraulique devient flexible : cela aurait l'avantage de mieux prendre en

considération la valeur actuelle de la ressource hydraulique qu'une solution figée.

- La redevance hydraulique est basée sur les bénéfices des producteurs d'électricité.
- Le système de concession est fondamentalement modifié : le consommateur verse une taxe par l'intermédiaire du supplément réseau.
- Le potentiel des ressources hydrauliques est pris en compte dans la RPT.

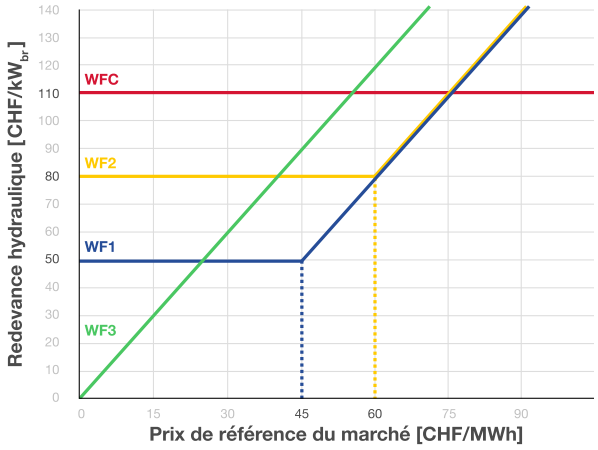
Le Conseil fédéral souligne toutefois que l'option avec prise en compte dans la RPT a jusqu'à présent toujours été rejetée parce qu'elle défavoriserait les cantons ayant le plus de ressources sur le plan de la RPT. Le gouvernement fédéral et les cantons de montagne continuent de rejeter cette option au niveau national. [4]

Notes et références

1 « Grandes lignes d'un éventuel taux maximal flexible de la redevance hydraulique – Rapport destiné à la CEATE-N », Office fédéral de l'énergie, 14 décembre 2018
2 P. Dümmler et L. Rühli, « Concessions pour les concessions – Options de réforme pour les redevances hydrauliques », Avenir Suisse, mars 2018
3 « Message sur la modification de la loi sur les forces hydrauliques du 23 mai 2018 »
4 Divers cantons, à l'instar du canton des Grisons, tiennent compte de la redevance hydraulique dans la péréquation cantonale des ressources, étant donné qu'elle revêt une importance énorme pour un certain nombre de communes des cantons de montagne. Au niveau des 26 cantons, les recettes issues des concessions ne jouent en revanche qu'un rôle marginal.

Marché # Financement

3.2.4. Modèle de simulation pour une redevance hydraulique flexible



WF1, WF2 et WF3 représentent trois mises en application différentes d'un modèle de redevance hydraulique flexible. WF1 et WF2 se caractérisent par un montant de base et un prix de marché de référence différents, pour lesquels la part variable commence à faire son effet. WF3 est un scénario sans montant de base. WFC correspond au modèle figé actuel, avec une redevance hydraulique maximale constante. *Source : Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »*

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) prétend que la redevance hydraulique fixe empêche les investissements dans l'énergie hydraulique.[1] Ce point de vue est-il soutenable ? Quelles conséquences aurait une flexibilisation de la redevance hydraulique sur la rentabilité des producteurs d'électricité pour différents prix de l'électricité sur le marché ? Et quel impact aurait-elle sur les recettes issues de la redevance hydraulique dans les cantons et les communes de montagne ? Le projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »[2] a cherché à répondre à ces questions à l'aide de calculs de simulation.

Les chercheuses et chercheurs ont basé leurs simulations sur la plage de prix du marché suivante :

- Scénario de prix bas : les prix chutent d'environ 40 CHF/MWh aujourd'hui à 30 CHF/MWh.
- Scénario de prix élevés : les prix grimpent à plus de 100 CHF/MWh d'ici 2030.

Des montants minimums pour la redevance hydraulique de 0 CHF/kW, 50 CHF/kW et 80 CHF/kW ont été sélectionnés. Par ailleurs, les valeurs limites des prix de référence du marché à partir desquelles la redevance hydraulique augmente de manière linéaire sont 0 CHF/kW, 45 CHF/kW et 60 CHF/kW.

La redevance hydraulique fixe actuellement en vigueur de CHF 110/kW a servi d'élément de comparaison.

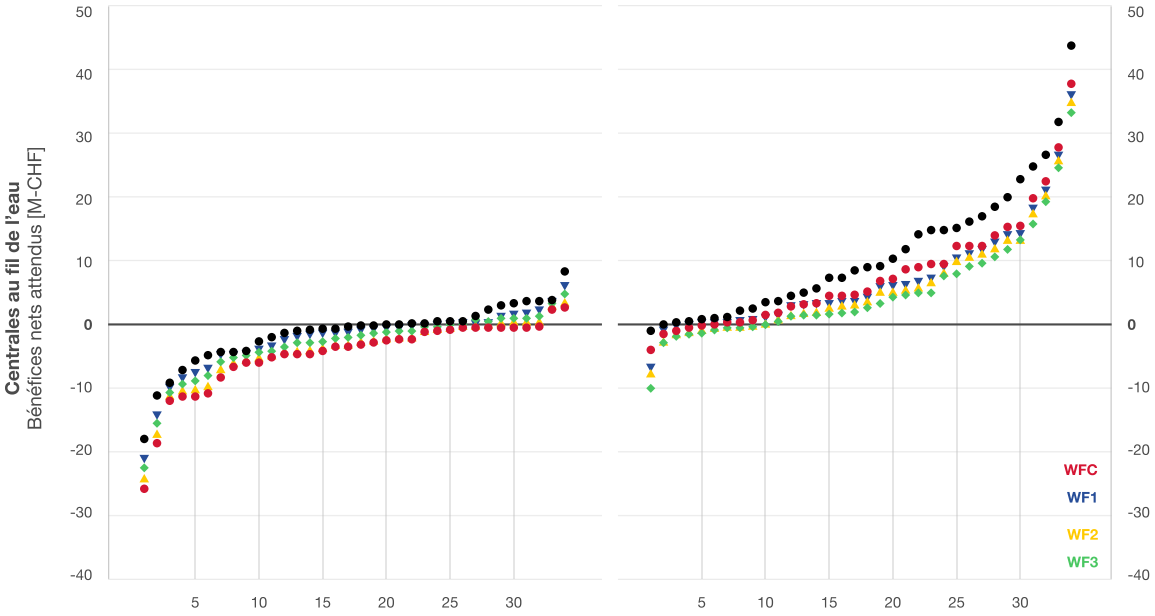
Sur la base de ces paramètres, l'équipe de recherche a procédé aux calculs de rentabilité pour 62 exploitants d'installations hydrauliques (36 centrales au fil de l'eau et 26 centrales à accumulation et de pompage-turbinage) pour les années 2015, 2020, 2025 et 2030.

Notes et références

1 « L'hydraulique suisse est taxée jusqu'à neuf fois plus que la concurrence étrangère », AES, 18 février 2019
2 Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »

Marché # Financement

3.2.5. Les recettes dépendent des prix du marché, pas de la redevance hydraulique



À gauche : Rentabilité de 35 centrales hydroélectriques au fil de l'eau (par ordre croissant des bénéfices) pour un prix de l'électricité faible d'environ 30 CHF/MWh en 2025 . La différence de rentabilité entre la centrale affichant la plus grande perte (à gauche dans le graphique) et celle affichant les bénéfices les plus élevés (à droite dans le graphique) est nettement supérieure aux différences imputables aux modèles de redevance hydraulique (les points de couleurs correspondent aux modèles WF1 à WF3 ainsi que WFC). A droite : Rentabilité de 35 centrales hydroélectriques au fil de l'eau (par ordre croissant des bénéfices) pour un futur prix de l'électricité élevé, d'environ 80 CHF/MWh en 2025. *Source : Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »*

Les simulations réalisées dans le cadre du projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »[1] montrent que, quelle que soit la variante de redevance hydraulique choisie, pour une entreprise donnée, les résultats sont très proches. Les différences de rentabilité entre les opérateurs individuels sont toutefois importantes. L'écart entre les bénéfices est nettement supérieur à celui constaté chez une entreprise individuelle avec les divers modèles de redevance hydraulique.

Cela permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'influence de la redevance hydraulique – qu'elle soit flexible ou fixe – est nettement inférieure à l'impact du prix du marché.
- La redevance hydraulique fixe actuelle associée à des prix de marché soutenus n'influence guère l'évolution des bénéfices et ne conduit pas à une situation déficitaire chez la

majorité des exploitants étudiés.

- À l'inverse, une suppression totale de la redevance hydraulique ne permettrait qu'à de rares exploitants de renouer avec les bénéfices dans de mauvaises conditions de marché.
- La redevance hydraulique flexible a toutefois un impact significatif sur les exploitants dont l'équilibre budgétaire est instable.
- Une solution flexible basée sur les recettes suppose une transparence totale de ces dernières.

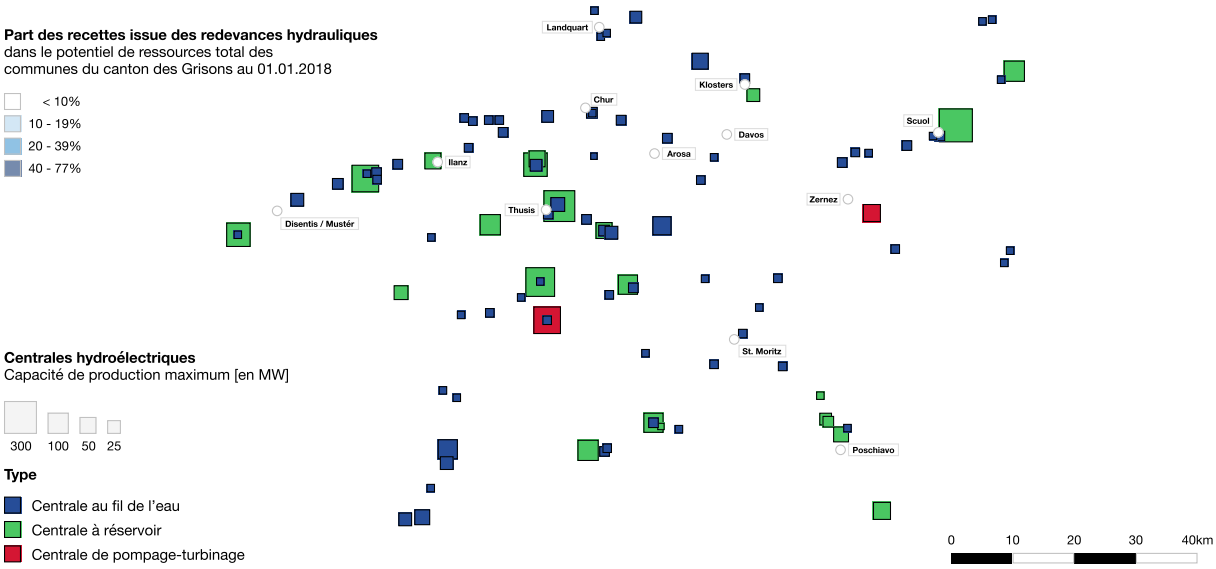
D'un point de vue global, une redevance hydraulique de 1,2 à 1,5 ct/kWh apparaît comme un facteur de coût considérable avec des prix de marché de 4 à 6 ct/kWh pour l'électricité ; la dynamique de marché peut cependant facilement conduire à des prix supérieurs ou inférieurs à cette plage. Plus le prix du marché est élevé, moins la redevance hydraulique pèse sur la rentabilité et, inversement, plus le prix du marché est bas, plus il pèse sur la rentabilité. Si les conditions de marché sont mauvaises, la suppression de la redevance hydraulique ne serait cependant pas d'un grand secours. De façon générale, lorsque les prix du marché baissent, la lutte pour la répartition de la rente des ressources s'intensifie.

Notes et références

1 Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »

Marché # Financement # Politique (Confédération, canton, commune)

3.2.6. Importance de la redevance hydraulique pour les pouvoirs publics



Dans le canton des Grisons, les redevances hydrauliques peuvent représenter jusqu'à 77 % des recettes communales et dépasser les recettes fiscales ordinaires. *Source : Barry et al. « The Future of Swiss Hydropower : Realities, Options and Open Questions », Final Project Report, mars 2019*

La redevance hydraulique représente une importante source de revenus pour de nombreux cantons, communes et corporations. À eux six, les cantons du Valais, des Grisons, d'Argovie, du Tessin, de Berne et d'Uri touchent plus de 80 % des recettes. Avec quelque 50 % de l'ensemble des redevances hydrauliques perçues, les cantons du Valais et des Grisons sont les principaux bénéficiaires.

Le projet conjoint « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »[1] [2] a étudié l'importance de la redevance hydraulique pour les pouvoirs publics avec l'exemple des Grisons.

Les chercheuses et chercheurs considèrent la redevance hydraulique comme faisant partie intégrante de la valeur économique de l'eau en tant que ressource naturelle.

- Valeur interne : les bénéfices retenus et reversés des producteurs d'électricité.
- Valeur externe : impôts, redevances hydrauliques, salaires et autres contributions à l'économie et à la société.

Dans le canton des Grisons, les redevances hydrauliques représentent 15 % des recettes fiscales et 5 % des recettes cantonales totales. Elles sont réparties à peu près à parts égales entre le canton et les communes, et intégrées dans la péréquation financière cantonale afin de lisser leurs effets. Dans certaines communes, les redevances hydrauliques représentent

de 40 à 77 % du potentiel de ressources. Rapporté aux recettes fiscales, cela signifie que certaines communes touchent plus d'argent grâce aux redevances hydrauliques que par l'intermédiaire des impôts ordinaires.

Si l'on observe par exemple l'importance des redevances hydrauliques pour les communes et le canton des Grisons, on constate qu'une modification de la redevance hydraulique a davantage d'impact sur les titulaires des droits d'eau que sur la rentabilité des exploitants de centrales, pour lesquels le prix du marché joue un rôle déterminant.

Notes et références

1 Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »
2 fonew.unibas.ch/fileadmin/user_upload/fonew/Paper/HP_Future_2019_WaterFees.pdf

Marché # Financement # Politique (Confédération, canton, commune)

3.2.7. Effets de répartition avec une redevance hydraulique flexible

Résultats des calculs de modélisation pour l'année 2018

Redevance hydraulique maximale implicite		230.0	110.0	80.0	50.0	0.0
Recettes de la redevance hydraulique et des prestations de compensation	Communes GR	119.7	57.3	41.6	26.0	0.0
	Canton GR	131.7	63.0	45.8	28.3	0.0
Potentiel de ressources total [Mio CHF]		820.9	758.4	742.8	727.2	701.2
Contribution cantonale à la péréquation des ressources [Mio CHF]		10.9	8.3	8.0	8.0	9.2
Nombre de communes	à fort potentiel de ressources	44.0	38.0	38.0	35.0	26.0
	à faible potentiel de ressources	62.0	68.0	68.0	71.0	80.0
Prix de référence de l'électricité [CHF/MWh]		135.0	75.0	60.0	45.0	non pertinent

Résultats pour 2018 des modèles de scénarios du niveau de la redevance hydraulique de zéro – en cas de suppression de la redevance hydraulique – jusqu'à un niveau maximum de CHF 230 CHF/MW. La modélisation tient également compte des effets sur la péréquation financière cantonale. *Source : Hediger et al., « Wasserzins : Erfolgsmodell oder Hemmschuh ? », Discussions sur la recherche énergétique à Disentis, 24 janvier 2019*

Le projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »[1] a analysé les effets de répartition en cas de transition d'une redevance hydraulique fixe vers un modèle flexible avec un montant de base variable et différents prix de référence dans le canton des Grisons.[2] Il s'agissait aussi d'examiner l'impact sur les versements de péréquation cantonale et les changements au niveau du potentiel de ressources des différentes communes.

Dans les Grisons, les recettes issues des redevances hydrauliques sont réparties à peu près à parts égales entre le canton et les communes. Si le plafond des redevances hydrauliques est relevé, les recettes augmentent en conséquence – aussi bien pour le canton que pour les communes – et elles diminuent de même en cas d'abaissement de ce plafond. La contribution du canton à la péréquation des ressources présente toutefois un comportement quelque peu différent : c'est pour une redevance hydraulique maximale comprise entre CHF 80/kW et CHF 50/kW qu'elle est la plus basse ; la contribution est plus élevée si la redevance hydraulique maximale est supérieure, mais aussi en cas de suppression totale de cette dernière en raison des compensations versées par le canton.

La redevance hydraulique influence également le nombre de communes considérées comme étant à fort ou faible potentiel de ressources. Plus les recettes issues de la redevance hydraulique sont élevées, plus le nombre des communes à fort potentiel de ressources – qui

cotisent à la péréquation cantonale des ressources – est important.

Durant les années 2016–2018, les communes à faible capacité financière ont touché entre CHF 26 et 27 millions. Les communes à plus forte capacité financière ont versé au canton quelque CHF 18 millions, les CHF 8 millions restants ont été pris en charge par le canton.

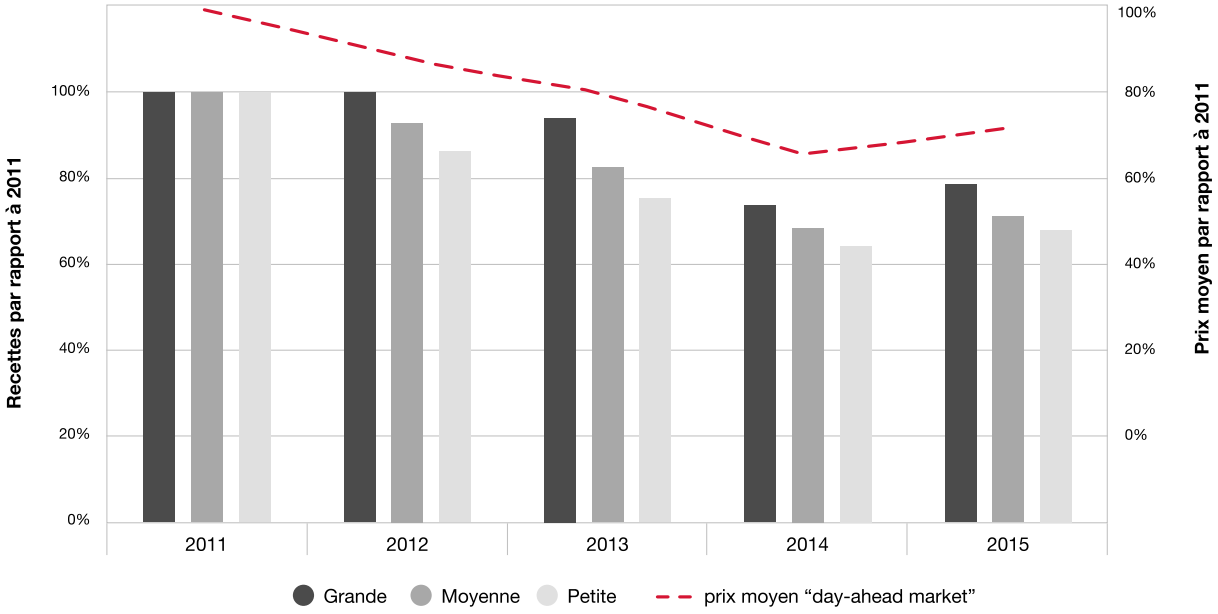
La péréquation cantonale des ressources veille par conséquent à ce que toutes les communes profitent des recettes, y compris dans le cas d'une redevance hydraulique flexible, et qu'en cas de baisse des recettes, la charge soit répartie sur l'ensemble des communes.

Notes et références

1 Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »
2 Hediger et al. « Water-fee induced Financial Flow in Switzerland », Final Report, avril 2019

Marché # Europe / UE

3.2.8. Le marché européen et la politique sont les principaux défis



En raison de la part croissante d'électricité issue de l'énergie photovoltaïque et éolienne, mais aussi du fait des faibles prix du CO_2 et des combustibles fossiles, les prix du marché au comptant de l'électricité ont fortement baissé de 2011 à 2014. Cela a entraîné une diminution des recettes des centrales hydroélectriques, qui a davantage touché les petites centrales que les grandes. En effet, grâce à leurs réservoirs, ces dernières ont davantage la possibilité de freiner leur production quand les prix sont bas et de l'accroître lorsqu'ils redeviennent plus élevés. *Source : Projet « Marché de l'hydroélectricité »*

Comment les conditions de marché actuelles permettent-elles encore de gagner de l'argent avec l'électricité ? Dans le cadre du projet « Durabilité de la force hydraulique »[1] , une enquête a été menée à cet effet auprès de parties prenantes représentant l'économie, des instituts de recherche, des ONG et l'administration.[2] Elle a montré que la force hydraulique était confrontée à deux défis centraux en Suisse : d'une part le marché européen, qui est déterminant pour la future rentabilité de l'hydraulique et donc pour ses possibilités d'investissement, et d'autre part l'importance croissante des aspects politiques, sociaux et juridiques. Les facteurs naturels n'arrivent qu'au troisième rang des défis et les aspects techniques figurent en fin de liste.

Comme les études le montrent, le prix de l'électricité déterminés par le marché "day-ahead" – c'est-à-dire le prix du courant livré le lendemain – a fortement diminué entre 2011 et 2015[3]. Les recettes et les bénéfices ont par conséquent chuté eux aussi. Une ventilation par taille des centrales révèle que l'effondrement des prix n'a pas eu le même impact sur tous les producteurs. Les centrales hydroélectriques de petite et moyenne envergure en ont généralement souffert davantage que les grandes. Les chercheuses et chercheurs expliquent

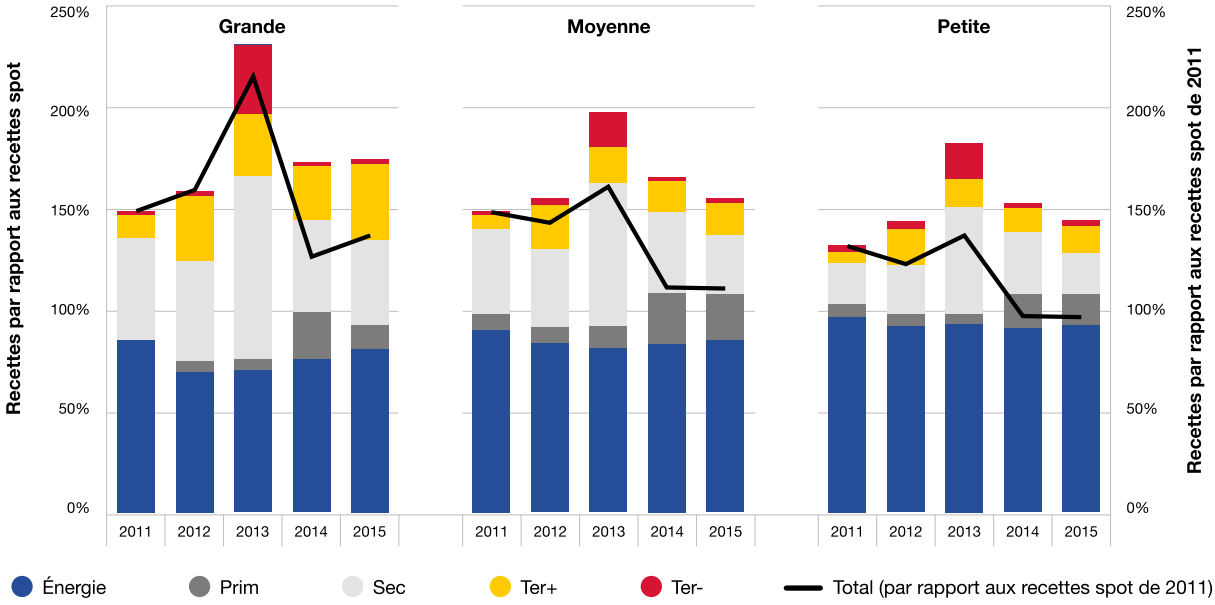
cette différence par le fait que, grâce à leur lac de retenue, les grandes centrales à accumulation jouissent de la flexibilité requise pour limiter la production d'électricité lorsque les prix sont bas et vendre de l'électricité lorsqu'ils sont élevés.

Notes et références

1 Projet « Durabilité de l'hydroélectricité »
2 www.sccer-crest.ch/fileadmin/user_upload/2015_Barry_Future_of_Swiss_Hydropower.pdf
3 Entre temps, le marché s'est quelque peu rétabli.

Marché # Europe / UE

3.2.9. Accroître les recettes en participant au marché de l'énergie de réglage



Recettes maximales théoriques issues des calculs de simulation pour des centrales hydroélectriques de grande, moyenne et petite envergure prenant part au « marché multi-énergies » (EOM et de réglage), sur la période 2011–2015. Les recettes supplémentaires varient entre 40 et 130 %, mais n'auraient pas pu atteindre une telle ampleur dans la pratique. *Source : Projet « Marché de l'hydroélectricité »*

Dans le cadre du projet « Marché de l'hydroélectricité »[1] des analyses ont été menées afin de déterminer comment les recettes et donc les bénéfices auraient pu être améliorés entre 2011 et 2015, malgré une situation de marché difficile. Dans cette optique, des calculs ont permis d'établir quels auraient été les recettes de l'époque si les exploitants de centrales avaient également vendu leur électricité sur le marché de l'énergie de réglage, au lieu de se limiter au marché EOM (Energy-only-Market). Le marché de l'énergie de réglage a pour objet de maintenir une fréquence et une tension constante sur le réseau en réduisant ou en augmentant rapidement la production d'électricité.

L'étude montre que si les centrales ne s'étaient pas limitées au marché EOM (Energy-only-Market) et avaient également pris part au marché de l'énergie de réglage, leurs recettes auraient potentiellement été supérieures. Ces recettes supplémentaires auraient théoriquement pu représenter une augmentation atteignant jusqu'à 130 % pour les grandes centrales et 40 % pour les petites, en sachant que l'énergie de réglage secondaire présentait un potentiel supérieur à celui des catégories primaire et tertiaire. Du fait de leur meilleure flexibilité opérationnelle, les grands producteurs d'électricité auraient bénéficié d'après les calculs de recettes supplémentaires plus élevées que les centrales de petite et moyenne envergure.

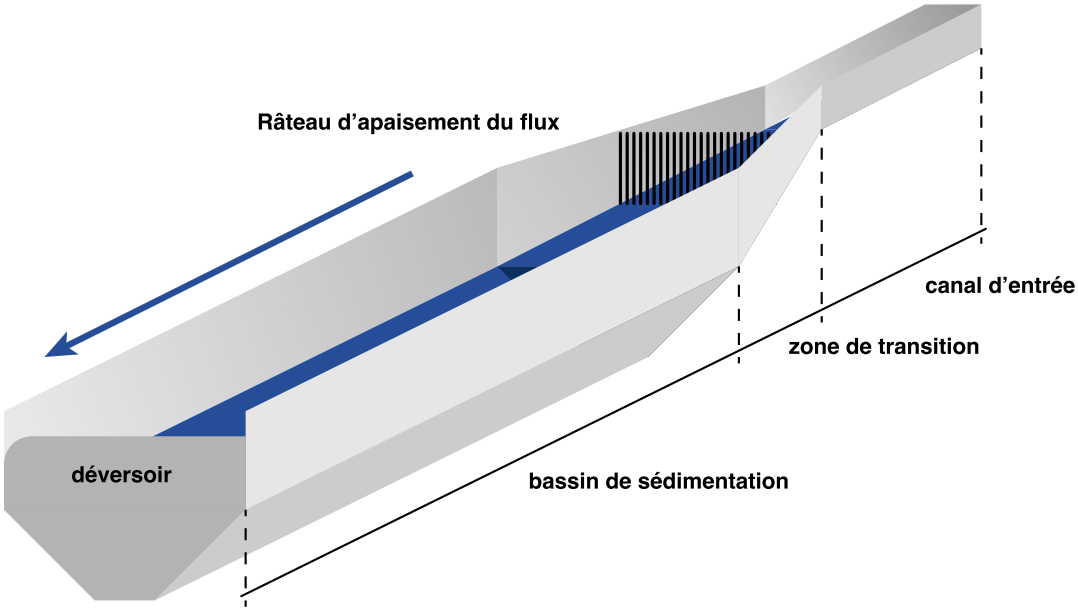
Dans la pratique, les recettes supplémentaires auraient pu ne pas atteindre de tels niveaux pour diverses raisons : l'incertitude liée à la prévision des prix de l'énergie de réglage, la taille limitée du marché de l'énergie de réglage, la situation concurrentielle due au grand nombre de fournisseurs et la capacité de stockage limitée des petits producteurs d'électricité. Ces facteurs réduisent les recettes supplémentaires réalisables à moins de 13 % par rapport à un pur marché énergétique. De nouvelles opportunités de recettes pourraient toutefois apparaître si la Suisse conclut un accord sur l'électricité avec l'UE, ce qui lui donnerait accès au marché infra-journalier.

Sur un marché libéralisé, les petits producteurs d'électricité resteront défavorisés par rapport aux grands. Les chercheuses et chercheurs partent du principe que des prix bas restent probables encore quelques années sur le marché de l'électricité.

Notes et références

1 Projet « Marché de l'hydroélectricité »

3.2.10. Coûts réduits grâce à un phénomène d'abrasion limité dans les turbines



Représentation schématique d'un dessableur avec le canal d'entrée, la zone de transition, le bassin de sédimentation, le déversoir et le râteau d'apaisement du flux.
Source : Projet « Barrages et sédimentation »

L'eau des lacs de barrage transporte toujours du sable et d'autres sédiments. Lorsque ces matières en suspension se retrouvent dans l'eau turbinée, elles usent les conduites de refoulement, les turbines et les équipements de guidage. Ceci accroît les frais de maintenance et dégrade la rentabilité de la force hydraulique. Le recours à un dessableur – un bassin de décantation spécifique – permet d'éliminer les sédiments avant de diriger l'eau vers les conduites de refoulement et les turbines sous haute pression. Le dessableur doit régulièrement être rincé pour en éliminer les sédiments qui s'y sont déposés.

Dans de nombreuses installations actuellement en fonction, cette opération n'est pas assez efficace. Cela est fréquemment dû à une conception inadéquate des dessableurs, dont la géométrie n'est pas adaptée à la dynamique d'écoulement de l'eau. Souvent, les bassins de décantation sont aussi trop courts. Un bon dessableur doit posséder une zone de transition bien dimensionnée, qui s'élargit progressivement et comporte des éléments constructifs visant à stabiliser l'écoulement, ainsi qu'un bassin de décantation suffisamment long.

Dans le cadre du projet « Barrages et sédimentation »[1], la géométrie des dessableurs a été optimisée grâce à des simulations numériques de mécanique des fluides en 3D. En premier lieu, l'écoulement a été apaisé dans la zone de transition entre l'arrivée d'eau et le bassin de décantation, grâce à des éléments de construction verticaux et horizontaux, et la longueur du bassin de décantation a été optimisée. Il est apparu que les bassins de décantation réalisés selon les règles de conception actuelles sont beaucoup trop courts pour un dessablage efficace. Les résultats des calculs et les mesures effectuées sur un prototype de dessableur

ont été rassemblés dans un nouveau processus de conception. Celui-ci tient compte de la géométrie et des caractéristiques hydrodynamiques de l'ensemble de l'installation, du débit d'entrée de l'eau jusqu'à la sortie du bassin de décantation, en passant par la zone de transition avec les éléments d'apaisement du flux.

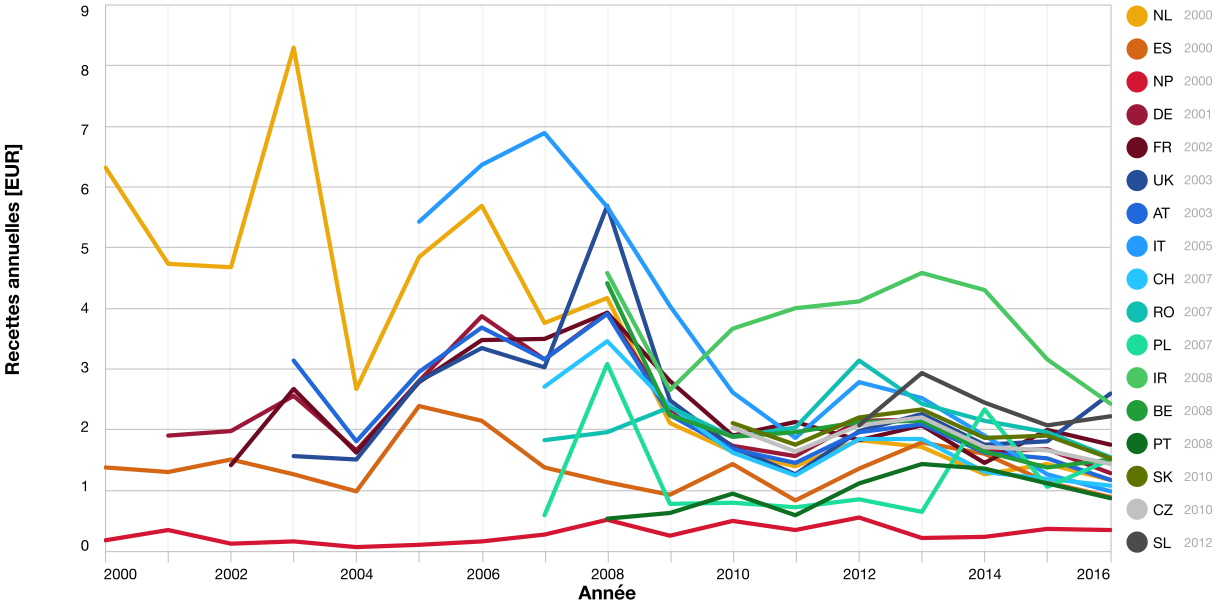
Des installations de dessablage insuffisantes se traduisent par des frais d'entretien accrus et des temps d'arrêt prolongés – ainsi qu'à une perte de production annuelle estimée à 160 GWh pour l'ensemble des centrales électriques de moyenne et haute pression de Suisse. Selon une évaluation du potentiel économique des dessableurs optimisés, qui a également été menée dans le contexte de ce projet, les économies potentielles atteignent CHF 6 millions par an.

Notes et références

1 Projet « Barrages et sédimentation »

Marché # Investissement # Financement

3.2.11. « Voir grand, commencer petit »



Recettes des centrales de pompage-turbinage dans différents pays. On constate une baisse globale et une convergence au fil du temps. *Source : Projet « Investissements dans l'hydroélectricité »*

Si les moyens d'investir dans la force hydraulique se raréfient, de nouvelles stratégies sont nécessaires. Une meilleure connaissance des incertitudes et des facteurs importants à long terme contribue à prendre les bonnes décisions. Les facteurs d'incertitude comprennent le changement climatique et son impact sur la gestion des réservoirs d'eau, le futur rôle des moyens de stockage d'électricité, l'importance des nouvelles énergies renouvelables pour la production d'électricité et le développement du marché au cours des prochaines décennies. Toutes ces incertitudes concernent des périodes pouvant être nettement inférieures à la durée de vie des infrastructures hydroélectriques. C'est pourquoi, il est particulièrement difficile de prendre des décisions portant sur des infrastructures durables et nécessitant des capitaux conséquents.

Le projet « Investissements dans l'hydroélectricité »[1] a permis de développer de nouveaux instruments permettant de s'engager fermement dans des investissements malgré les incertitudes. Ils atténuent les difficultés liées au fait de devoir investir à l'horizon de plusieurs décennies, alors que les marchés n'offrent qu'une visibilité à court terme.

Une analyse des revenus des centrales de pompage-turbinage en Europe révèle par exemple que depuis l'an 2000, les recettes sont non seulement devenues très volatiles mais ont aussi nettement diminué. Globalement, les différences entre les pays se sont fortement réduites et les valeurs normalisées se sont stabilisées aux alentours de 2 € pour 1 kWh de capacité de stockage. Sur la base de ces valeurs du marché de l'énergie (« Energy-only

Market »), la majorité des centrales de pompage-turbinage ne sont plus en mesure de générer une valeur de capital positive (NPV, « Net Present Value ») – elles ne sont donc plus incitées à investir dans le stockage d'énergie à long terme.

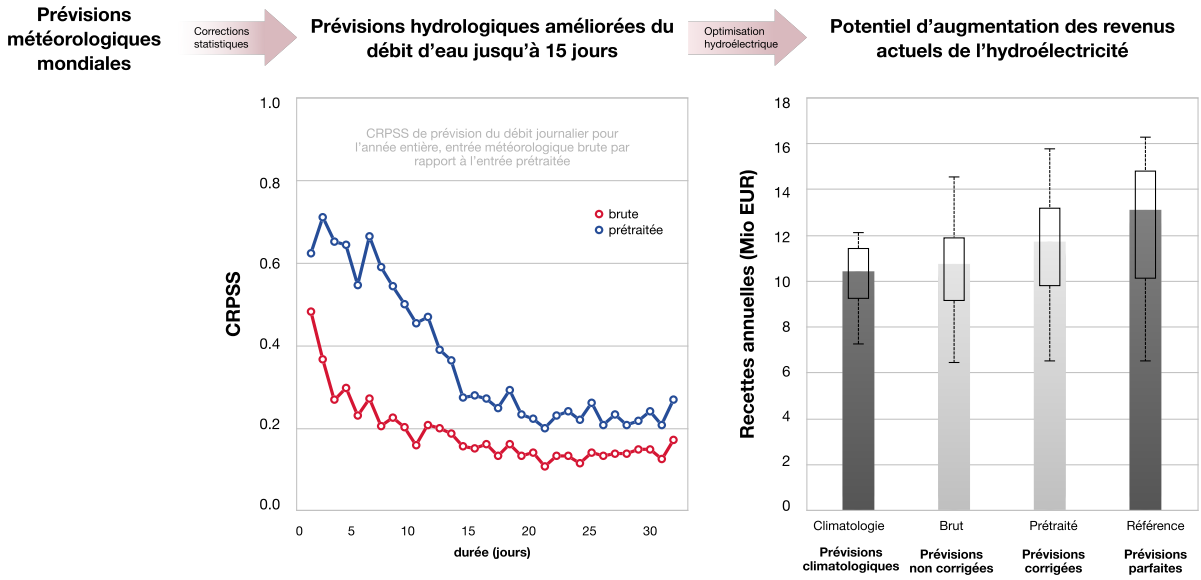
Pour que les investissements redeviennent rentables, les chercheuses et chercheurs recommandent la méthode des « options réelles ». Cette dernière est basée sur une approche progressive et flexible des investissements. En outre, parallèlement aux investissements à court terme, elle prévoit pour l'avenir des options – pas encore rentables à l'heure actuelle – qui sont d'ores et déjà prises en compte dans la planification. Ces investissements optionnels sont temporairement reportés.

Notes et références

1 Projet « Investissements dans l'hydroélectricité »

Marché

3.2.12. Mieux utiliser les prévisions à long terme des périodes de sécheresse



Grâce à l'amélioration des prévisions hydrologiques du débit d'eau à long terme, les recettes issues de la production d'électricité pourraient être améliorées dans la région test du val Verzasca. Le CRPSS est une mesure statistique permettant d'améliorer les prévisions météorologiques des apports d'eau. Cette valeur indique dans quelle mesure les prévisions correspondent à la météo réellement observée (dans ce cas pour les précipitations et donc les apports d'eau). Un score CRPSS de 1 signifie une correspondance parfaite, un CRPSS de 0 indique une absence d'amélioration de la précision actuelle des prévisions. *Source : Projet « Prédictions hydrométéorologiques »*

Les prévisions météorologiques peuvent également contribuer à consolider la force hydraulique : des prévisions géographiquement détaillées facilitent la planification des réserves d'eau et permettent une exploitation plus rentable des centrales, en produisant si possible de l'électricité quand les prix sont élevés. Ce type de prévisions est aujourd'hui possible à une échéance de deux à trois semaines.

Le projet « Prédictions hydrométéorologiques »[1] s'est intéressé de façon approfondie à la complexité de ces prévisions à long terme. Les prévisions d'arrivée et d'évacuation d'eau peuvent être combinées avec l'évolution des prix attendue sur le marché de l'énergie. Cette combinaison permet d'optimiser encore davantage l'exploitation et la rentabilité des centrales à accumulation.

Notes et références

1 Projet « Prédictions hydrométéorologiques »

Marché # Investissement # Financement

3.2.13. Coûts, prix, redevances hydrauliques et marché : conclusions

- Les exploitants de centrales électriques doivent continuer de tabler sur des marchés de l'électricité volatils et des prix bas dans les années à venir – avec toutes les conséquences qui en découlent pour les investissements dans les infrastructures d'énergie hydraulique nécessaires à long terme.
- Une approche flexible, par ex. en participant davantage au marché de l'énergie de réglage, ne génère que peu de recettes supplémentaires en raison des surcoûts associés et des nombreux acteurs que compte le marché. En outre, en l'absence d'accord avec l'UE, la Suisse peut de moins en moins prendre part au marché européen de l'électricité.
- Il convient de prendre des mesures pour aider la force hydraulique à surmonter cette période difficile, en attendant que les tarifs du CO_2 et du charbon permettent au prix de l'électricité de renouer avec la hausse et que les activités opérationnelles des centrales électriques leur permettent à nouveau de dégager les moyens de réaliser les investissements nécessaires.
- Le faible niveau des recettes des producteurs d'électricité nécessite de nouvelles stratégies d'investissement. Les décideurs devraient rechercher des solutions robustes et évolutives pour leurs investissements, en faisant leur la devise : « Commencer petit, voir grand ! »
- La méthode des « options réelles », qui prévoit la mise en œuvre progressive d'un projet avec des extensions optionnelles, peut permettre à des investissements de franchir le seuil de rentabilité[1].

- Les redevances hydrauliques, qu'elles soient fixes ou flexibles, s'avèrent nettement moins décisives pour la rentabilité d'une centrale électrique que le prix du marché.
- Les nouvelles réglementations de la redevance hydraulique devraient se baser sur une considération exhaustive de la valeur de l'eau en tant que ressource, du point de vue de la société, de l'économie régionale, de la politique régionale, de l'écologie et de la rentabilité.
- Chaque nouvelle réglementation de la redevance hydraulique conduit à des changements au niveau des flux de trésorerie des budgets cantonaux et communaux. Une nouvelle réglementation de la redevance hydraulique nécessite par conséquent encore de nombreuses analyses et beaucoup d'action politique selon le modèle du dialogue avec les parties prenantes. Par ailleurs, elle exige aussi de la transparence au niveau des chiffres de base. Dans le cadre d'une évaluation intégrale de la durabilité, il convient de trouver une répartition socialement acceptable des gains et des pertes, faisant l'objet d'un consensus politique, économique et sociétal.

Notes et références

1 Le droit national des concessions hydrauliques ne prend pas encore en charge cette stratégie d'investissement progressif.

3.3. Plaines alluviales, débit d'eau résiduel, matériaux de charriage : défis écologiques

Les captages d'eau, les déviations et les retenues modifient considérablement l'écoulement de l'eau. C'est pourquoi, pour les cours d'eau, la législation exige un débit résiduel permanent, afin de limiter voire d'éliminer l'impact des changements de débit en aval des barrages. Un débit résiduel constant mais sans une certaine dynamique ne suffit cependant pas à assurer un bon équilibre entre écologie et production d'électricité. Des mesures supplémentaires sont requises.

Paysage

3.3.1. Des débits résiduels constants ne suffisent pas pour préserver la biodiversité

Les captages d'eau, les déviations et les retenues modifient considérablement l'écoulement de nos cours d'eau. L'actuelle Loi sur la protection des eaux (LEaux)[1] exige un débit résiduel permanent dans les cours d'eau, afin de limiter voire d'éliminer l'impact des changements de débit en aval des barrages. On sait toutefois qu'en l'absence d'une certaine dynamique un débit résiduel constant ne suffit pas à assurer un bon équilibre entre écologie et production d'électricité.[2]

Le débit d'eau résiduel modifie entre autres la composition des communautés de macroinvertébrés, c'est-à-dire les invertébrés d'une taille supérieure à environ 1 mm qui vivent en eau douce : insectes et leurs larves, amphipodes, acariens, gastéropodes et coquillages, sangsues et vers. De nombreux documents démontrent que l'utilisation de la force hydraulique peut fortement influencer le régime naturel d'écoulement et de charriage, notamment en raison de l'interruption de la connectivité longitudinale par les barrages et les déversoirs, du prélèvement d'eau et des fluctuations artificielles de débit et de niveau que cela entraîne. Cela peut conduire à toute une série de carences écologiques et morphologiques dans les plaines fluviales et alluviales, en particulier en termes de disponibilité des habitats. Actuellement, les producteurs d'électricité se concentrent cependant avant tout sur le respect des débits résiduels. Très peu d'entre eux manifestent de l'intérêt pour les effets des crues artificielles sur la biodiversité et l'hydromorphologie en aval des lacs de retenue.

Les questions de la biodiversité et de la préservation de la diversité morphologique se posent cependant aussi dans l'espace alpin à 2000 m d'altitude, où se trouvent de nombreux captages d'eau pour les lacs de retenue et les centrales électriques. Là aussi, il est important de trouver un équilibre entre énergie et écologie sur le long terme ; les interdépendances correspondantes n'ont encore guère été étudiées. D'après les résultats des recherches, dans l'espace alpin, où se situent environ 50 % des zones de captage d'eau, les directives actuelles ne permettent pas de préserver la biodiversité.[3]

Notes et références

1 Loi sur la protection des eaux de 1991, version 2017
2 Projet « Ecosystème aquatique »
3 M. Doering et al., « Künstliche Hochwasser an der Saane » « Eau énergie air » – 110e année, 2018, cahier 2, CH-5401 Baden

Paysage

3.3.2. Mesures de compensation des effets négatifs du débit résiduel

Gravier et cailloux assurent la diversité hydromorphologique d'un cours d'eau. *Source : L. Hunziger, U. Schälchli : publication « Die erforderliche Geschiebefracht », Flussbau AG, pour le compte de l'OFEV, 2018*

Les projets « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »[1] et « Écosystème aquatique » [2] ont tous deux servi à étudier quels facteurs doivent être pris en compte pour la gestion des débits résiduels si l'on veut préserver la biodiversité et la variété des habitats dans les eaux utilisées pour la force hydraulique.

Les projets se sont intéressés aux questions suivantes :

- Comment évaluer – qualitativement et quantitativement – l'impact des centrales hydroélectriques sur les plaines alluviales et inondables, sur l'environnement des captages d'eau alpins et sur les tronçons de débit résiduel ?
- Comment préserver la diversité de la flore et de la faune dans les zones alluviales des cours d'eau de débit résiduel ?
- Quelle est l'importance des crues artificielles et de la gestion du charriage ?
- Que révèlent les essais de terrain sur les conséquences de l'utilisation d'eau de la Sarine, la Borgne d'Arolla et la Maggia ?
- Comment concilier les exigences de la production d'électricité et de la préservation et de l'entretien des plaines alluviales ?
- Est-il possible de réactiver des zones alluviales devenues inactives et de rétablir la diversité originelle de la faune et de la flore – partiellement ou totalement ?

Les résultats de recherche montrent que des crues artificielles régulières – éventuellement avec apport de sédiments – sont nécessaires pour maintenir la dynamique de charriage et des habitats, essentielle pour les cours d'eau et les zones humides. L'ampleur, la fréquence, la durée et le moment des crues artificielles doivent en principe s'inspirer du régime d'écoulement naturel. Par ailleurs, les crues artificielles devraient être déclenchées durant la

saison naturelle des hautes eaux.

Notes et références

1 Projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »
2 Projet « Ecosystème aquatique »

Paysage

3.3.3. Les plaines alluviales en aval du lac de barrage de la Gruyère

Les macroinvertébrés sont des invertébrés d'une taille supérieure à environ 1 mm, qui vivent en eau douce : insectes et leurs larves, amphipodes, acariens, gastéropodes et coquillages, sangsues et vers. *Source : image.slidesharecdn.com*

Sur le plan des caractéristiques écologiques et morphologiques de son habitat, la Sarine est largement influencée par la gestion du débit résiduel du barrage du lac de la Gruyère, l'absence de crues naturelles et la rétention des matières charriées. La composition de la biocénose a également changé.

Afin de quantifier la composition et la dynamique des habitats dans le tronçon de débit résiduel de la Sarine, des vues aériennes historiques prises entre 1938 et 2013 ont été analysées et comparées à l'état de la Singine, un affluent naturel de la Sarine.[1] Contrairement à la Singine, dans la partie de la Sarine alimentée par le débit résiduel, les habitats alluviaux typiques, tels que les surfaces de gravier ouvertes, ont diminué de 95 % entre 1943 et 2013 suite à la construction du barrage de Rossens. Ils ont avant tout cédé la place à des bancs de gravier couverts de végétation et à la forêt. En même temps, la forêt a nettement gagné du terrain (+24 %), ce qui a réduit la taille de la surface alluviale active. À ceci s'ajoute une dynamique fortement limitée. Environ 60 % de la surface d'habitat du tronçon de débit résiduel n'a plus connu de changement au cours des 70 dernières années en termes de type d'habitat, tandis que la Singine a subi un changement intensif de son habitat.

La crue déclenchée dans la Sarine en septembre 2016 a permis de redynamiser le système. Des habitats ont été déplacés, comme cela se produit couramment dans les plaines alluviales naturelles, des matériaux de charriage ont été transportés et déposés plus en aval, des

sédiments fins ont été évacués et le lit compacté du fleuve a été éliminé. La très forte densité des microorganismes dans le fond du fleuve a rapidement diminué. Au niveau des apports de sédiments partiellement érodés, la diversité hydromorphologique a augmenté.

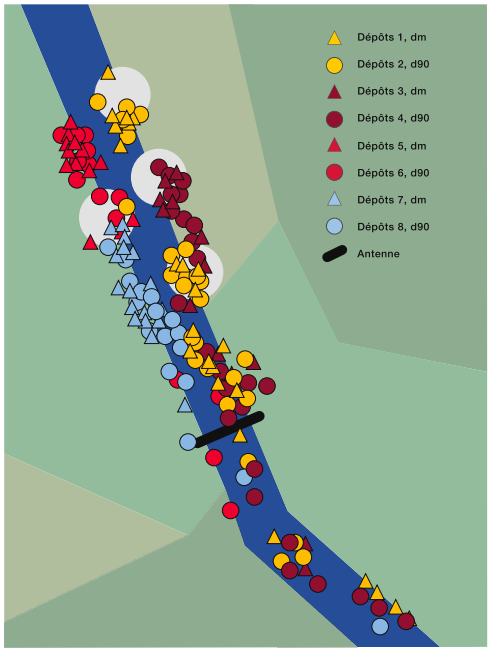
La crue artificielle de la Sarine est toutefois restée unique ; la durabilité de ses effets à long terme doit être remise en question. L'examen des populations de macroinvertébrés l'a clairement mis en évidence. Comme l'a montré la diminution de la densité globale, la crue a certes eu un effet à court terme, mais la prédominance massive des amphipodes n'a pas pu être enrayée : deux mois après la crue, leur densité de population était à nouveau en forte hausse.

Notes et références

1 Projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »

Paysage

3.3.4. Le régime de charriage est essentiel pour la diversité des habitats



Répartition des matériaux de charriage issus des quatre dépôts de gravier après la crue. Les dépôts repérés en jaune et en bleu ont été érodés à peu près de moitié, alors que ceux en rouge n'ont quasiment pas bougé et les violets ont été presque totalement déplacés (illustration schématique). *Source : Projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »*

Les matériaux de charriage façonnent les cours d'eau en permettant la formation de structures caractéristiques et d'habitat variés. Le gravier déposé en fond de lit sert de substrat de frai à certains poissons, les zones périphériques des bancs de gravier offrent un espace de vie aux jeunes poissons et les bancs de gravier abritent les oiseaux, les araignées et d'autres petits êtres vivants. Dans les cours d'eau dont la dynamique de charriage est insuffisante, on constate une solidification du fond de lit qui n'est alors plus adapté en tant que substrat de frai. Les crues ne parviennent plus à rincer suffisamment les porosités obstruées par des sédiments fins et les apports en oxygène diminuent. Les bancs de gravier qui ne sont pas régulièrement déplacés par l'eau s'envasent et perdent leur morphologie typique.

Les crues artificielles et les mesures de gestion de la charge de sédiments, qui doivent reproduire des conditions aussi naturelles que possibles, sont par conséquent de plus en plus envisagées, y compris par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV).[1 2 3]

La crue de la Sarine provoquée en septembre 2016 est une possibilité de restauration.[4 5] Les dépôts de gravier effectués en divers endroits du cours d'eau avant la crue ont été emportés et ont conduit à l'érosion et au transport de matériaux de charriage introduits artificiellement.

La configuration avec quatre remblais de matériaux de charriage en guise de bancs alternatifs a conduit à une amélioration de la diversité des habitats sur un tronçon d'environ 400 m. La matière érodée grâce aux remblais de charriage s'est déposée sous forme d'amas et ne s'est pas disséminée dans tout le cours d'eau. Cela a permis une diversité des habitats supérieure à ce qui aurait pu être obtenu si les matériaux de charriage avaient été déversés en une seule fois sur la berge ou sous forme d'îlot. Le transport des matériaux de charriage et ses effets positifs sur la diversité des habitats se sont toutefois avérés localement limités du fait de cette crue unique et quelque peu sous-dimensionnée.

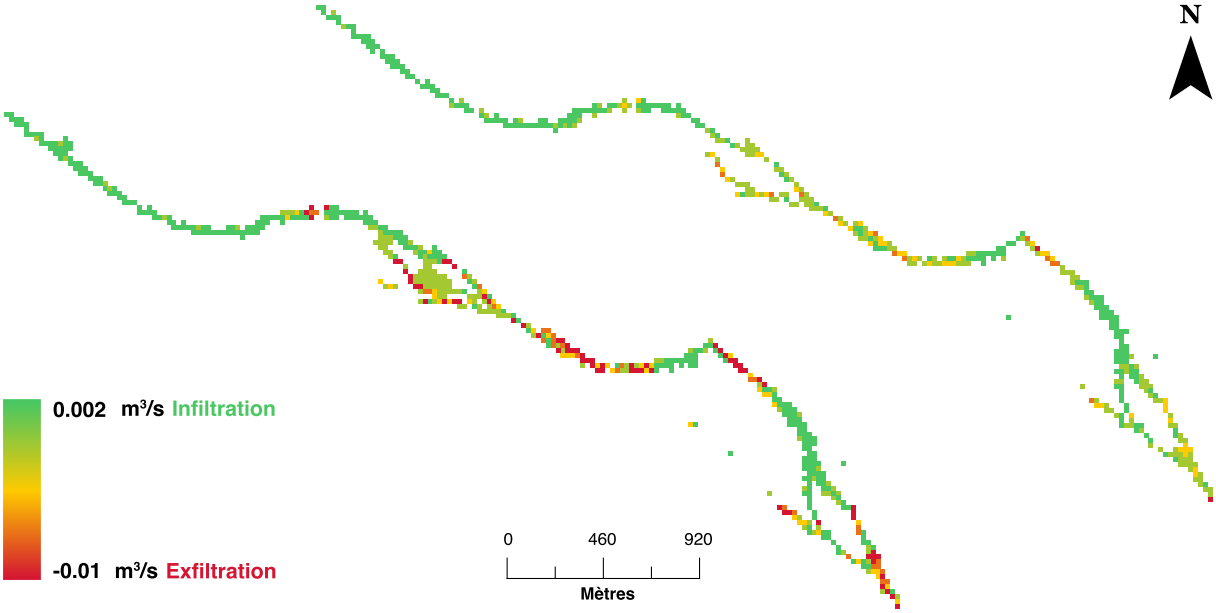
Les résultats soulignent que des crues régulières de ce type, avec apport de matériaux de charriage, sont indispensables pour maintenir la dynamique de charriage et des habitats, essentielle pour les cours d'eau et les zones humides.

Notes et références

1 « Régime de charriage – mesures », version de consultation, 8 novembre 2018, Office fédéral de l'environnement OFEV
2 « Künstliche Hochwasser – Auslegeordnung, Grundlagen und Handlungsbedarf », PRONAT Umweltingenieure AG et BG Ingenieure und Berater, 10 novembre 2016, pour le compte de l'OFEV
3 « Die erforderliche Geschiebefracht », Flussbau AG, 5 novembre 2018, pour le compte de l'OFEV
4 Projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »
5 M. Doering et al., « Künstliche Hochwasser an der Saane » « Eau énergie air » – 110e année, 2018, cahier 2, CH-5401 Baden

Paysage

3.3.5. Interactions entre cours d'eau et eaux souterraines avec l'exemple de la Maggia



Simulation des interactions entre les eaux souterraines et de surface le long de la Maggia, avant (à gauche) et après la construction de barrages. Avant la régulation de la Maggia et de ses affluents, la modélisation d'un tronçon du cours d'eau, réalisée sur la base de données de débit historiques, révèle nettement plus d'endroits où de l'eau souterraine migre vers le lit de la rivière (exfiltration) qu'après la régulation (à droite). La baisse de la nappe phréatique empêche également l'absorption d'eau par la végétation des berges. *Source : Projet « Ecosystème aquatique »*

Afin de mieux comprendre l'influence mutuelle des cours d'eau et des eaux souterraines, une étude a été consacrée à la dynamique entre la rivière et les eaux souterraines, ainsi qu'à son influence sur la diversité morphologique et la dynamique des habitats, dans la plaine inondable de la Maggia.[1] L'objectif était de comprendre comment les cours d'eau et les systèmes d'eaux souterraines réagissent à différentes stratégies de débit résiduel. La Maggia est un exemple typique de rivière dont la majeure partie de l'eau est déviée en divers endroits vers des réservoirs. Elle est donc bien adaptée pour étudier les effets sur l'écoulement et l'écologie.

Les chercheuses et chercheurs ont optimisé à cet effet un modèle de simulation des interactions entre les eaux de surface et souterraines, de façon à pouvoir l'utiliser pour des zones inondables graveleuses complexes. Ils s'en sont servi pour étudier les échanges entre le cours d'eau et les eaux souterraines, d'une part avant et d'autre part après l'édification des barrages.

Les recherches ont démontré que, entre autres du fait de la forte baisse de la nappe

phréatique, un débit résiduel constant ne permettait pas de restaurer la diversité des habitats et des êtres vivants, telle qu'elle avait été créée par un débit moyen et des crues occasionnelles avant le développement de l'hydroélectricité. L'ancien débit naturel, très variable et assorti de périodes de sécheresse occasionnelles, avait conduit à des interactions avec les eaux souterraines. L'eau de la rivière s'infiltrait dans le sol, les eaux souterraines émergeaient durant les périodes de sécheresse – tous ces processus avaient créé une diversité biologique et morphologique qu'un débit résiduel constant est incapable de reproduire.

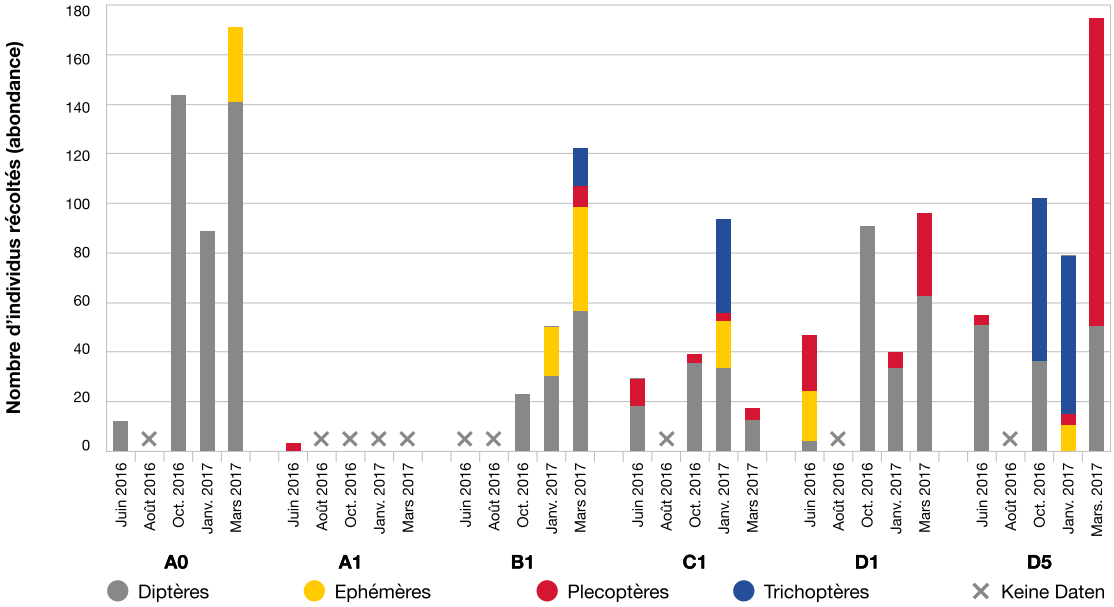
Les simulations d'un débit résiduel constant accru ont montré que la diversité biologique et morphologique ne conduisait plus à la situation naturelle antérieure. Le niveau de la nappe phréatique remonterait certes, mais seules de fortes inondations et une variabilité spatiale et temporelle accrue du débit permettraient de recréer une situation plus naturelle.

Notes et références

1 Projet « Ecosystème aquatique »

Paysage

3.3.6. Le contrôle des sédiments en amont des captages alpins serait-il plus important que le débit résiduel ?



Les rinçages quotidiens effectués dans les captages d'eau alpins emportent les microorganismes, représentés ici en différentes couleurs. Par conséquent, dans la Borgne d'Arolla, « l'été a lieu en hiver » : à partir de l'automne, les rinçages se font plus rares, ce qui permet aux macroinvertébrés issus des affluents de revitaliser le cours d'eau. A0, A1, etc. correspondent aux différents points de mesure. *Source : C. Gabbud, Bull. Murichienne 135/2017 (2018) : 39–53*

Le projet « Écosystème aquatique »[1] a examiné la Borgne d'Arolla dans le canton du Valais pour analyser l'impact du prélèvement d'eau et de la gestion du charriage sur la biodiversité et la morphologie des cours d'eau en aval des captages.

En été, quand les eaux de fonte sont fortement chargées en matériaux de charriage et que les captages d'eau doivent être rincés quotidiennement – voire plusieurs fois par jour – il ne subsiste plus guère de vie dans la Borgne d'Arolla ; l'eau froide du glacier et les grandes quantités de matériaux de charriage ont raison des microorganismes. C'est ce que révèlent des mesures quantitatives effectuées en divers endroits de la Borgne d'Arolla. Dans ce tronçon de débit résiduel, « l'été a lieu en hiver ». En automne, dès que le volume des eaux de fonte diminue, la population de macroinvertébrés se rétablit rapidement grâce à la migration en provenance des affluents dépourvus de captages. La présence de microorganismes dépend donc fortement de la fréquence à laquelle les matériaux de charriage apportés par l'eau du glacier sont lessivés.

L'équipe de recherche en conclut avec prudence que les dispositions de protection des tronçons de débit résiduel pourraient ne pas être adaptées pour maintenir des conditions

aussi naturelles que possible en aval des captages d'eau alpins. Au contraire, le contrôle des sédiments pourrait y être plus important que le débit résiduel. Conjugué aux fréquentes chasses de sédiments, le débit résiduel constant d'eau froide forme des conditions très défavorables à la vie aquatique. Selon les chercheuses et chercheurs, un contrôle des sédiments en amont des captages et un abandon des débits résiduels constants seraient plus appropriés. En effet, en aval des captages, l'afflux d'eaux souterraines nettement moins froides procure le débit et les nutriments nécessaires, offrant des conditions plus favorables aux microorganismes.

Comme cela a été relevé par les chercheuses et chercheurs lors de l'interprétation de leurs résultats, ainsi que par le Conseil fédéral dans une récente réponse à un postulat, les connaissances actuelles sur les effets des rinçages effectués dans les captages sont cependant encore très limitées[2].

Notes et références

1 Projet « Ecosystème aquatique »
2 https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft ?AffairId=20193298

Paysage

3.3.7. Conception et simulation d'indicateurs écologique pertinents

Les pierres qui émergent de l'eau assurent un échange gazeux de qualité et forment une zone privilégiée pour les poissons. *Source : Collection T. Kaiser 2019*

Dans le cadre du projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »[1] a été mis au point un indice hydromorphologique de la diversité (IHMD) qui permet de faire une description quantitative des plaines alluviales et de mesurer les changements dus aux crues. Cet indice est axé sur la dynamique de l'eau et le transport de sédiments. Il est basé sur l'hypothèse simplifiée que les perturbations anthropiques se traduisent généralement par une diminution de la diversité biologique.

Les tronçons de cours d'eau fortement entravés et présentant peu de variations morphologiques ont un indice IHMD inférieur à 5. Les valeurs entre 5 et 9 reflètent une diversité limitée, tandis que les eaux naturelles de référence, présentant une forte dynamique sédimentaire et une grande diversité morphologique des habitats, affichent des valeurs supérieures à 9.

La crue artificielle déclenchée dans le tronçon de débit résiduel de la Sarine en septembre 2016 a permis de vérifier l'IHMD. Avant la crue, la valeur d'IHMD modélisée et expérimentalement confirmée du tronçon était de l'ordre de 8–9[2], ce qui correspond à un tronçon ayant une diversité morphologique limitée et pourrait presque être qualifié de naturel. Dans les zones avec de nouveaux dépôts sédimentaires, la valeur d'IHMD avait augmenté d'un tiers après la crue artificielle par rapport à avant. La diversité microbiologique était toutefois nettement plus faible que dans la Singine naturelle, qui ne comporte pas de lac de barrage en amont.

Le projet « Écosystème aquatique »[3] a permis d'étudier l'impact de la présence dans le lit de la rivière de pierres ayant jusqu'à un mètre de diamètre sur la qualité des habitats des poissons, avec divers régimes de débit résiduel. Un modèle de simulation a montré que ces obstacles étaient importants pour les poissons à condition qu'ils soient partiellement émergés. L'écoulement de l'eau autour des pierres forme des zones favorables aux poissons et grâce à

ses turbulences assure un bon échange gazeux avec l'air. Des pierres totalement immergées ne pourraient pas remplir cette fonction.

Notes et références

1 Projet « Gestion durable des zones inondables et force hydraulique »
2 S. Stähly, P. Bourqui, C.T.Robinson, A.J. Schleiss, « Numerische Modellierung zur Bestimmung der Habitatvielfalt an einem mäandrierenden wasserkraftbeeinträchtigten Fliessgewässer », in Peter Rutschmann (ed.), Proceedings of the 18. Wasserbaussymposium, Obernach, Germany, TUM : TUM, 720-728
3 Projet « Ecosystème aquatique »

Paysage

3.3.8. Plaines alluviales, débit d'eau résiduel, matériaux de charriage : conclusions

- Une mise en œuvre modérée des prescriptions de gestion du débit résiduel et des matériaux de charriage dans les eaux régulées figurant dans la Loi actuelle sur la protection des eaux est insuffisante pour maintenir des conditions proches de l'état naturel dans les tronçons de débit résiduel. En effet, malgré la mise en œuvre des mesures de protection de l'eau, la dynamique générée auparavant par les fluctuations naturelles, qui assurait une grande biodiversité, est en grande partie perdue dans les eaux régulées.
- Les résultats de recherche montrent que des crues artificielles et des apports de sédiments, associés à un système – aussi proche que possible du fonctionnement naturel – d'alternance dynamique entre hautes et basses eaux, ainsi qu'entre périodes humides et sèches, sont indispensables pour préserver la biodiversité originelle.
- Le niveau de la nappe phréatique, qui joue également un rôle central pour la préservation de conditions biologiques proches de l'état naturel, diminue avec les cours d'eaux régulés. Les interactions entre les eaux souterraines et les cours d'eau – infiltration de l'eau des rivières dans les eaux souterraines et exfiltration des eaux souterraines vers les cours d'eau –, qui sont importantes pour un écosystème aussi naturel que possible dans les zones inondables, se perdent.
- Pour les captages d'eau alpins, ce sont en revanche les multiples rinçages de chasse des sédiments quotidiens, qui dégradent l'état naturel des eaux malgré un débit résiduel dynamique. En été, ils entraînent la disparition de toute vie dans les cours d'eaux situés en

aval des captages ; une vie qui ne revient qu'en automne et en hiver grâce à la migration de microorganismes en provenance d'affluents. L'été devient un hiver et inversement. Sur la base de leurs résultats préliminaires, les chercheuses et chercheurs suggèrent d'envisager des mesures visant à gérer les matériaux de charriage en amont des captages d'eau.

Les résultats de recherche mettent clairement en évidence le conflit qu'implique l'exigence de développer la force hydraulique en Suisse. Les objectifs de la protection de l'eau et de l'environnement, ainsi que ceux de la Stratégie énergétique 2050 doivent être soigneusement mis en balance.

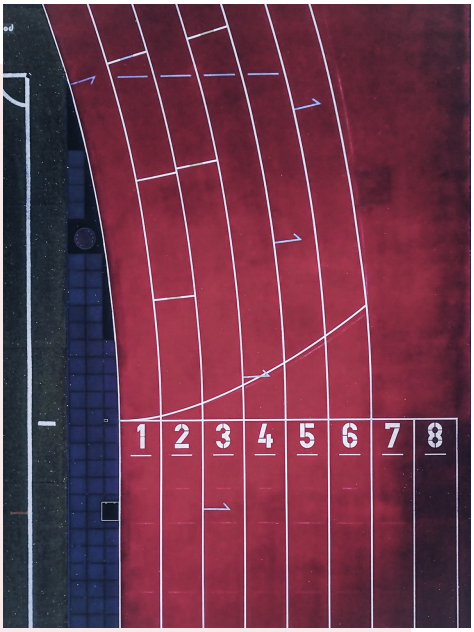
4. Huit propositions à l'attention de divers groupes d'intérêt

La thématique de la force hydraulique et du marché concerne une large palette de parties prenantes, comprenant des fournisseurs d'énergie, des propriétaires de centrales électriques, des régulateurs, des représentants de groupes d'intérêt, ainsi que des prestataires de services.

Les recommandations s'adressent aux parties prenantes ayant une influence immédiate sur l'avenir de l'énergie hydraulique ou certains aspects du marché de l'électricité, c'est-à-dire notamment les :

- fournisseurs d'énergie : entreprises d'approvisionnement en énergie, propriétaires de centrales ;
- instances politiques : Confédération, cantons et communes ;
- représentants de groupes d'intérêt : associations et ONG.

Les recommandations formulées sont exclusivement dérivées des études menées dans le cadre du PNR « Énergie » et sont pertinentes dans la perspective de la transformation de notre système énergétique.



Accumulateur d'énergie # Fourniture d'énergie # Fournisseur d'énergie

4.1. Étudier le potentiel de création de nouveaux lacs de retenue en zone périglaciaire !

Les lacs glaciaires qui se forment du fait du recul des glaciers représentent un potentiel de création de lacs de retenue et de nouvelles centrales hydroélectriques. Il existe cependant un conflit d'objectifs considérable entre l'exploitation de la force hydraulique d'une part et la protection de la nature et des paysages d'autre part. Ce conflit d'objectifs doit être résolu politiquement par l'évaluation de l'ensemble des avantages et des inconvénients.

Selon des estimations, des lacs de retenue situés en aval de glaciers qui se retirent pourraient accroître la production d'électricité de la Suisse d'environ 3 %. Environ la moitié d'entre eux pourrait contribuer au stockage saisonnier et, par conséquent, à la production d'électricité en hiver. C'est ce qui ressort d'une étude de l'EPF de Zurich, qui a sélectionné les sept lieux les plus appropriés parmi l'ensemble des sites potentiellement envisageables. Leur capacité de stockage théorique atteint 1,3 TWh, ce qui équivaut à 14 % de la capacité de stockage des lacs de retenue actuels.

À l'exception du glacier de Trift, l'ensemble de ces sites se situent cependant dans des zones protégées. C'est pourquoi, aux yeux de l'Office fédéral de l'environnement, seul le glacier de Trift représente une opportunité réaliste de création d'un nouveau lac de retenue – à moins de modifier les dispositions relatives à la protection. Le glacier du Gorner serait éventuellement envisageable, étant donné qu'il est uniquement placé sous protection nationale. Le glacier de Grindelwald, classé au patrimoine mondial de l'UNESCO, est une option peu réaliste, tandis que les autres glaciers bénéficient de dispositions de protection préventive en vertu de l'art. 12, al. 2 de l'Ordonnance sur les zones alluviales. Il appartient par conséquent aux instances politiques de trouver le bon compromis entre la sécurité

d'approvisionnement de la Suisse et la protection de l'environnement et des paysages, ainsi que de mettre en place les éventuelles conditions nécessaires à l'exploitation d'une partie du potentiel.

Au pied du glacier de Trift, situé dans l'Oberland bernois, un lac proglaciaire s'est formé dès 2008. Du fait de l'emplacement du lac, qui tire parti de la topographie des lieux, la construction d'un barrage serait relativement aisée.

Investissement # Financement # Europe / UE # Fourniture d'énergie # Fournisseur d'énergie

4.2. Utiliser à bon escient les rares moyens d'améliorer la rentabilité qui subsistent !

Les prix actuellement relativement bas sur le marché de l'électricité exigent d'exploiter de façon pertinente les rares possibilités qui subsistent pour optimiser l'exploitation des centrales. Il s'agit notamment de réduire les coûts d'entretien des turbines, d'échelonner les gros investissements et de participer davantage au marché de l'énergie de réglage.

En l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE, les possibilités de la Suisse de prendre part au marché européen de l'électricité restent limitées. Il est certes possible de participer au marché infrajournalier helvétique, mais celui-ci est moins liquide et moins volatil que le marché allemand. Une participation accrue au marché de l'énergie de réglage permet toutefois de générer des recettes supplémentaires, même si le potentiel s'amenuise au fur et à mesure que le nombre d'acteurs augmente.

Pour que les investissements redeviennent rentables, les chercheuses et chercheurs recommandent la « méthode des options réelles », qui est basée sur une approche progressive. En outre, parallèlement aux investissements à court terme, elle prévoit pour l'avenir des options – pas encore rentables à l'heure actuelle – qui sont d'ores et déjà prises en compte dans la planification. Ces investissements optionnels sont temporairement reportés. Dans cette optique, il faudrait toutefois que les procédures d'autorisation et de concession soient adaptées car, à l'heure actuelle, elles exigent qu'une installation soit clairement décrite et réalisée dans un délai donné.

L'eau des lacs de barrage transporte toujours du sable et d'autres sédiments. Lorsqu'elles se retrouvent dans l'eau turbinée, ces matières en suspension usent les conduites de refoulement, les turbines et les équipements de guidage. Une installation de dessablage appropriée, dotée d'un bassin de décantation spécifique, permet d'éliminer les sédiments. Selon les estimations des chercheuses et chercheurs, des bassins de décantation correctement dimensionnés permettraient de réduire les coûts d'entretien d'environ 6 millions de francs par an.

Durabilité # Investissement # Fourniture d'énergie # Administration publique # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.3. Pour les nouveaux projets, dialoguer avec les parties prenantes sur la base d'une évaluation de durabilité intégrée !

Une planification conjointe – évaluation de durabilité intégrée associée à un dialogue avec les parties prenantes – permet de concevoir de façon optimale des projets dans le domaine de la production d'électricité, en tenant compte de critères écologiques, économiques et politiques régionaux, et de gagner ainsi en acceptation.

Les projets ayant trait à la construction ou à la rénovation d'une centrale électrique sont préparés dans le cadre d'un processus de planification conjoint avec l'ensemble des parties prenantes afin de concilier les intérêts de chacun. Les différents critères sont évalués par des experts qui élaborent des « compromis » entre les parties prenantes.

Les centrales électriques suisses étant majoritairement détenues par le secteur public, les chercheuses et chercheurs considèrent qu'il est justifié de ne pas évaluer la force hydraulique uniquement selon des critères de rentabilité, mais de tenir également compte d'aspects économiques, sociaux, politiques et écologiques. Cela nécessite notamment beaucoup de confiance mutuelle et une grande transparence autour des données, y compris financières.

Pilotage # Fourniture d'énergie # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.4. Aligner les redevances hydrauliques sur les rendements !

La nouvelle réglementation de la redevance hydraulique, prévue pour 2024, ne doit plus se baser sur la production brute des installations, mais sur l'électricité produite et le prix du marché, tout en tenant compte d'aspects politiques et économiques régionaux et en visant une répartition équitable des risques. Ceci nécessite une transparence totale quant aux chiffres des recettes.

La redevance hydraulique est une indemnité versée par les producteurs d'électricité aux cantons et communes de montagne en contrepartie de l'utilisation de leurs ressources en eau. En 2015, son montant s'élevait à environ 560 millions de francs. Dans le canton d'Uri, la redevance hydraulique représente près de 25 % des recettes cantonales. Dans certaines communes du canton des Grisons, elle peut même dépasser 50 % des recettes communales.

Une redevance hydraulique flexible et basée sur le rendement est aujourd'hui considérée comme plus conforme au marché que des montants maximums fixes, dépendant uniquement de la puissance et non de la valeur réelle du courant produit. Une redevance hydraulique flexible augmente toutefois le risque pour les propriétaires des ressources, tout en réduisant celui des exploitants de centrales électriques. Pour ces dernières, le montant de la redevance hydraulique est un facteur de coût essentiel lorsque les prix du marché se situent entre 40 et 60 francs par MWh, c'est-à-dire très près des coûts de production. La dynamique du marché peut facilement faire passer les prix au-dessus ou en-dessous de cette fourchette.

C'est pourquoi, il est préconisé d'introduire des redevances hydrauliques flexibles, basées sur le rendement et adoptant le principe de la répartition des gains et des pertes (« revenue

sharing ») entre les propriétaires des ressources – c'est-à-dire les communes – et les exploitants des centrales. Ceci nécessite une transparence totale quant aux chiffres des recettes. La nouvelle réglementation ne doit cependant pas se limiter à des aspects purement économiques, mais adopter une vision globale, tenant également compte de considérations politiques et économiques régionales.

Paysage # Fourniture d'énergie # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.5. Restaurer et préserver la biodiversité en aval des barrages !

Source : Bild : wsl : Sensegraben (BE/FR) aus www.waldwissen.net/wald/naturschutz/gewaesser/wsl_auen_schweiz/index_DE Foto : M. Roggo)

La disproportion entre la protection de l'environnement et l'exploitation des ressources en eau doit être corrigée : le débit d'eau résiduel doit être géré de manière plus dynamique. En l'absence de crues naturelles, des inondations artificielles régulières sont nécessaires.

La Loi sur la protection des eaux de 1992 laisse aux cantons une certaine latitude dans l'évaluation des intérêts économiques et l'application de clauses dérogatoires. Selon les résultats des recherches, une mise en œuvre modérée des prescriptions de gestion du débit résiduel en aval des barrages est insuffisante pour restaurer et préserver la biodiversité dans les cours d'eau régulés. Le respect systématique d'une dynamique d'écoulement naturel, des crues occasionnelles – naturelles ou provoquées – ainsi qu'une gestion appropriée du charriage sont des prérequis incontournables pour préserver la biodiversité. La Loi sur la protection des eaux permet en principe aux cantons et au Conseil fédéral d'imposer des solutions respectueuses de l'environnement, par exemple en ayant recours à des surfaces de compensation.

Paysage # Fourniture d'énergie # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.6. Restaurer et préserver la biodiversité au niveau des captages d'eau !

En zone alpine, où les captages alimentent les lacs de retenue essentiellement avec l'eau froide des glaciers, les microorganismes sont exposés à des conditions plus rudes qu'à des altitudes inférieures. Selon les premiers résultats des recherches, les rinçages réguliers visant à chasser les sédiments – intervenant parfois plusieurs fois par jour – peuvent dégrader les habitats en aval des captages d'eau. Des recherches plus poussées sont nécessaires à ce sujet, afin de déterminer comment les directives de débit résiduel applicables aux captages alpins peuvent être améliorées pour protéger la biodiversité.

En aval des captages d'eau alpins, les rinçages de chasse des sédiments peuvent décimer la vie dans les cours d'eau – c'est ce que montrent les premiers résultats des recherches menées dans la Borgne d'Arolla. Les accumulations de matériaux de charriage détruisent la morphologie naturelle des cours d'eau et l'eau froide issue de la fonte des glaciers emporte les microorganismes sur son passage lors des rinçages – « l'été devient ainsi l'hiver ». Gérer les matériaux de charriage en amont des captages d'eau, éventuellement sans débit résiduel, semble être une mesure pertinente pour prévenir ces phénomènes.

Durabilité # Fourniture d'énergie # Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.7. Prendre acte des conclusions des dernières recherches et en tenir compte dans les stratégies et les mesures

Toutes les parties prenantes doivent tenir compte des résultats des recherches dans leur travail, quels que soient les intérêts qu'elles représentes : potentiel inédit de création de lacs de retenue en zone périglaciaire, manque d'efficacité d'une mise en oeuvre modérée des directives de débit résiduel ou gestion des redevances hydrauliques comme une source de revenus.

Pour de nombreuses décisions, le développement de la force hydraulique prévu dans la Stratégie énergétique 2050 nécessite de concilier les intérêts en présence et une certaine volonté de compromis de la part des différents groupes d'intérêt. Les représentants des organismes de protection de la nature, des paysages et des eaux voient dans ce développement une mise en danger de l'environnement, alors que la Stratégie énergétique 2050 compte en revanche sur ce développement pour compenser partiellement la baisse de production d'électricité due à l'abandon du nucléaire.

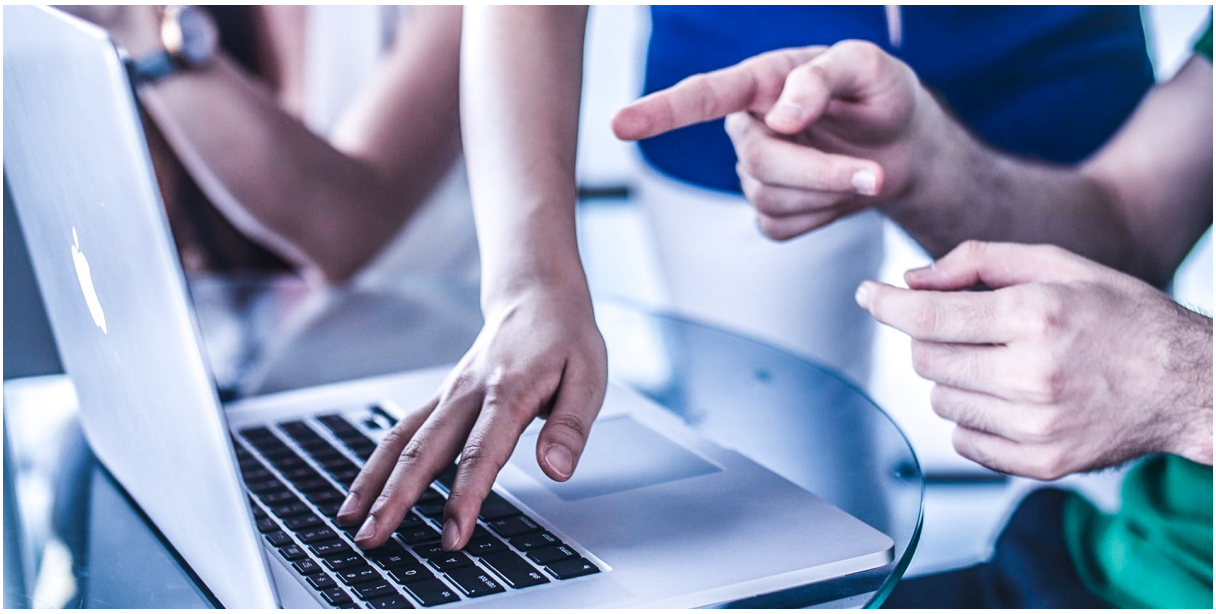
Les exploitants de centrales électriques défendent une mise en œuvre modérée des directives de débit résiduel, tandis que les équipes de recherche constatent qu'un débit résiduel constant ou même proportionnel ne permet pas de préserver ou de restaurer des conditions proches de l'état naturel dans les plaines alluviales et les tronçons de débit résiduel. Cela devient d'autant plus impossible si, lors du renouvellement des concessions, l'état au moment du dépôt de la demande de renouvellement est considéré comme « état initial ». Les surfaces de compensation peuvent partiellement rééquilibrer la situation.

Des considérations juridiques (situation en zone protégée) mais aussi économiques plaident fréquemment en défaveur d'un développement de la force hydraulique par l'intermédiaire du rehaussement des barrages ou de l'exploitation des sites libérés par le retrait des glaciers. Il sera toutefois difficile d'atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 sans recourir à ce potentiel.

De même, dans la perspective de la nouvelle réglementation de la redevance hydraulique après 2024, les aspects économiques et écologiques ne suffisent pas à prendre pleinement la mesure de la situation. Afin d'adopter une vision globale, des considérations politiques et économiques régionales doivent également être prises en compte.

Durabilité # Paysage # Fournisseur d'énergie # Entreprises

4.8. Appliquer de nouveaux critères quantitatifs aux tronçons de débit résiduel et de nouvelles règles de conception des dessableurs !



La qualité des tronçons de débit résiduel et des plaines alluviales en tant qu'habitat morphologiquement et biologiquement diversifié peut être quantifiée afin d'être mieux évaluée. De nouveaux outils de dimensionnement permettent de rendre les dessableurs des lacs de retenue plus efficaces.

Des méthodes de simulation et de modélisation développées dans le cadre du PNR Énergie peuvent améliorer la compréhension de l'impact des mesures de protection des eaux. Dans les tronçons de débit résiduel, la qualité de l'habitat peut être mesurée et décrite quantitativement. Les interactions entre les eaux souterraines et les cours d'eau peuvent être modélisées, ce qui permet d'améliorer la compréhension de leur influence sur la flore des plaines alluviales et des berges. Les résultats des recherches concernent d'ailleurs aussi l'optimisation de l'exploitation, rendue possible grâce à une meilleure compréhension des flux de sédiments, de la gestion du charriage et des règles de conception des installations de dessablage.

Ces résultats doivent être pris en compte dans le travail des bureaux d'ingénierie et de conseil – par exemple pour la caractérisation de la structure des habitats dans les tronçons de débit résiduel ou pour la préservation de conditions aussi proches que possible de l'état naturel. Cela permet de mieux juger du succès des projets de renaturation et de dimensionner plus efficacement les installations de dessablage.