

Décembre 2020

Les faits sur la petite hydraulique



energie schweiz

Unser Engagement: unsere Zukunft.

Auteurs

Felix Ribi, EBP

Dr. Sabine Perch-Nielsen, EBP

Martina Nöthiger, EBP

Silvan Rosser, EBP

Milena Krieger, EBP

Traduction de l'allemand

Aline Choulot, Mhylab

**Cette étude a été commandée par SuisseEnergie.
Les auteurs sont seuls responsables du contenu.**

Adresse

SuisseEnergie, **Office fédéral de l'énergie, OFEN**
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale: 3003 Berne
Infoline 0848 444 444. <https://www.suisseenergie.ch/conseil>
energieschweiz@bfe.admin.ch, www.suisseenergie.ch

Avant-propos

Avec environ 60 % de la production d'électricité en Suisse, l'énergie hydraulique joue un rôle majeur dans l'approvisionnement en électricité. Et l'atteinte des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 demande la contribution de la petite hydroélectricité¹. Cependant, l'impact sur l'environnement dû à l'utilisation de l'énergie hydraulique entraîne des controverses au sujet de la petite hydroélectricité. C'est pourquoi SuisseEnergie a chargé le bureau EBP de rassembler des données factuelles afin d'établir une base neutre utile aux discussions et aux décisions aux niveaux local, cantonal et national. Les points de vue des différentes parties prenantes ont été pris en compte. Le présent document est le résultat de ce travail.

¹ La petite hydroélectricité comprend toutes les centrales d'une puissance électrique installée allant jusqu'à 10 MW.

Table des matières

1	Potentiel de l'hydroélectricité	5
1.1	Quel est le potentiel de développement de la petite hydroélectricité?	5
1.2	Comment le potentiel est-il défini et chiffré par les cantons ?	9
2	Contribution à la stabilité de l'approvisionnement en électricité	11
2.1	Quelle est la contribution des petites centrales hydrauliques à l'approvisionnement en électricité aujourd'hui ?	11
2.2	Dans quelle mesure la production d'électricité des petites centrales hydroélectriques est-elle contrôlable et prévisible ?	14
2.3	Quelle est la contribution de la petite hydroélectricité à la stabilité et à la sécurité de l'exploitation du réseau ?	17
3	Effets sur l'écologie de l'eau	19
3.1	Quels types de centrales électriques pour quels effets hydro-écologiques?	19
3.2	Comment le traitement de l'atteinte à l'écologie de l'eau a-t-il évolué depuis 1985 ?	21
3.3	Quelle est l'influence du droit d'eau sur le traitement des impacts à l'écologie des eaux ?	24
3.4	Comment sont financées les mesures d'assainissement écologiques des installations existantes ?	26
4	Obligation d'assainissement écologique	29
4.1	Quels types de centrales électriques pour quelles mesures d'assainissement écologique ?	29
4.2	Quelle part des coûts d'assainissement écologique est-elle prise en charge ?	31
5	Autres impacts environnementaux	33
5.1	Quels sont les autres impacts environnementaux de la petite hydraulique par rapport aux sources d'électricité ?	33
6	Rentabilité	36
6.1	Quels sont les coûts de production des petites centrales hydrauliques par rapport aux autres sources d'électricité ?	36
6.2	Quels sont les coûts de production des petites centrales hydroélectriques ?	38
6.3	Quels sont les modèles de revenus existants et quelle est leur rentabilité ?	39
7	Mesures d'encouragement	45
7.1	Comment la petite hydroélectricité est-elle soutenue ?	45
7.2	Quel est le rapport coût-efficacité des mesures d'encouragement?	47
8	Avantage économique	49
8.1	Quelle est la valeur ajoutée de la petite hydroélectricité ?	49
8.2	D'où vient la valeur ajoutée ?	52

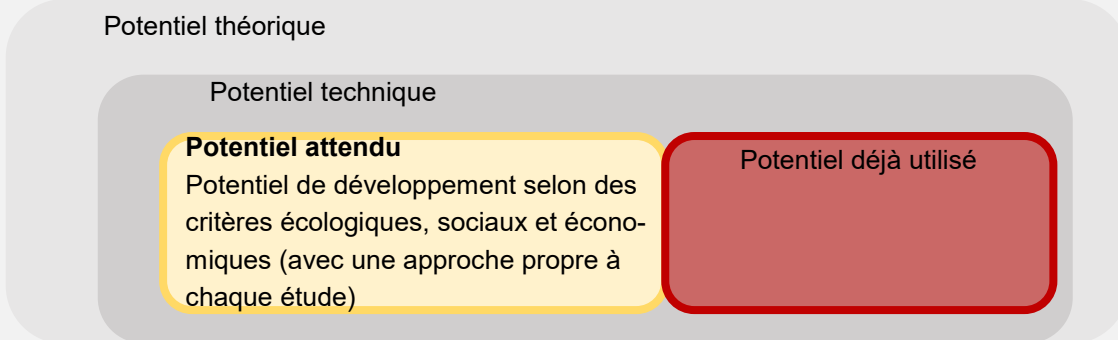
1 Potentiel de l'hydroélectricité

1.1 Quel est le potentiel de développement de la petite hydroélectricité?

Faits

Au cours de la dernière décennie, diverses études ont été publiées présentant le potentiel de développement de la production issue des petites centrales hydrauliques. Ayant été établis à des périodes différentes, les résultats ne sont cependant pas directement comparables. De plus, le potentiel de développement actuel doit être revu à la baisse, face aux concrétisations et à la détérioration des conditions économiques liées à l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie au début de 2018. En outre, les études sont basées sur différents concepts de potentiel (voir l'encadré sur les concepts potentiels pour les énergies renouvelables).

Boîte des potentiels (valable pour toutes les technologies)



Les différents types de potentiel sont définis comme suit :

- Potentiel théorique : l'ensemble de l'approvisionnement en énergie physiquement utilisable d'un vecteur ou d'une technologie énergétique.
- Potentiel technique : la part du potentiel théorique qui peut être utilisée en tenant compte des restrictions techniques.
- Potentiel de développement attendu : la part du potentiel technique encore disponible, compte tenu des exigences environnementales, économiques ou sociales et après déduction du potentiel déjà utilisé. Selon l'étude, les contraintes varient et ne sont donc pas directement comparables.

La Figure 1 et le tableau 1 montrent les résultats des études disponibles. Les chiffres n'ont pas été repris tels que, mais des ajustements ont été pratiqués de manière à pouvoir les rendre comparables (selon l'AG21 2019). Ainsi, tous les chiffres correspondent au potentiel disponible à fin 2018. Les données du WWF font référence à un potentiel écologique, mais correspondent uniquement aux projets en cours d'études en 2010. L'étude PSI date de 2017 et montre le potentiel techniquement, écologiquement et économiquement réalisable. Les chiffres de l'étude de potentiel de l'OFEN (2019) reposent, entre autres, sur des estimations de services cantonaux et de diverses parties prenantes, ou /et sur des valeurs empiriques du système RPC, etc., et sont de qualité très variable - de très détaillés à grossièrement estimés. Le graphique montre qu'à la fin de 2018, les estimations vont d'un peu plus de 200 GWh/an à environ 1'900 GWh/an.

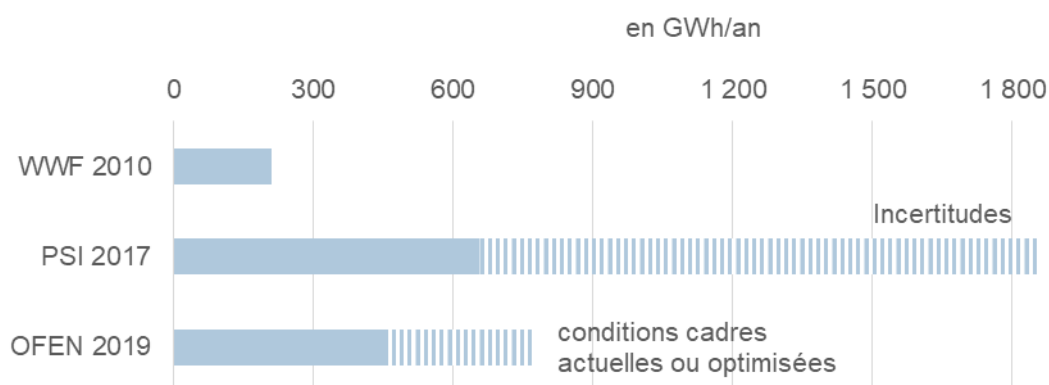


Figure 1: Estimations du potentiel de développement de la petite hydroélectricité à fin 2018, en déduisant des chiffres originaux des études le développement selon l'AG21 2017 et les fiches annuelles de l'AG21 jusqu'en 2018.

À titre de comparaison, les chiffres du système de rétribution à l'injection (SRI, anciennement rétribution à prix coûtant, RPC) peuvent être utilisés. A la mi-2019, les sites ayant acquis une décision positive pour obtenir le SRI représentent environ 550 GWh/an, tandis que ceux dotés de décisions positives, mais sur liste d'attente, représentent environ 840 GWh/an (Pronovo, 2019). Cependant, les chiffres du SRI ne correspondent pas au potentiel réel, car même une décision positive en matière de SRI ne garantit pas la faisabilité ou l'adéquation environnementale du projet. De plus, il faut tenir compte du fait que certains projets ont fait l'objet d'une demande de SRI plus d'une fois alors que les sections de cours d'eau correspondantes ne sont utilisables qu'une seule fois.

Enfin, dans le cadre du programme de recherche de l'OFEN, les puissances spécifiques de la petite hydroélectricité ont été calculées. Cependant, ces potentiels, de nature académique, ne sont pas comparables aux autres résultats et surestiment clairement les potentiels réalisables (OFEN 2019). Le rapport de synthèse s'accompagne d'une carte présentant l'évaluation de chaque section de cours d'eau.

Etude	Type de potentiel	Approche	Chiffres
WWF 2010	Potentiel attendu avec une optique écologique, grâce aux réhabilitations et aux nouvelles installations	Evaluation des projets prévus sur toute la Suisse par des experts de la protection des eaux.	1'005 GWh/an après déduction des nouvelles installations depuis 2010 de 794 GWh/an
SRI 2019	Potentiel attendu grâce aux réhabilitations et aux nouvelles installations	Ajout de tous les projets qui ont déjà reçu une décision positive ou qui sont encore sur la liste d'attente.	Les chiffres surestiment systématiquement le potentiel, car une décision de SRI positive n'indique pas la faisabilité technique, économique ni environnementale du projet. En outre, certains plans d'eau ont pu faire l'objet plusieurs fois d'une demande de SRI alors qu'ils ne peuvent pas être utilisés en parallèle.

PSI 2017	Potentiel technique répondant aux critères "écologiques" et "économiques".	Travaux scientifiques réalisés par le PSI avec le soutien d'experts du WSL ² , de l'EPFL et de l'ETHZ	800-2'000 GWh/an de potentiel supplémentaire après déduction de 144 GWh/an depuis 2017
OFEN 2019	Potentiel attendu grâce aux réhabilitations et aux nouvelles installations	Enquête auprès des cantons et des parties prenantes pour estimer le potentiel dans les conditions cadres "actuelles" et "optimisées"	460 GWh/an + 310 GWh/an dans le cas optimisé perte de 350 GWh/an ou de 220 GWh/an dans le cas optimisé Soit un potentiel de 110-550 GWh/an

Tableau 1: Aperçu des études de potentiels et de leurs méthodes

La Potentiel de développement attendu pour l'électricité d'origine renouvelable en 2050 (OFEN 2019, PSI 2017). Figure 2 montre le potentiel de développement prévu pour la petite hydroélectricité selon les estimations de l'OFEN en comparaison avec d'autres technologies d'électricité renouvelable (OFEN 2019, PSI 2017). Le potentiel de la plupart de ces technologies est soumis à une grande incertitude, ce qui rend leur comparaison très complexe. La petite hydraulique, la biomasse et le bois-énergie ont le plus faible potentiel électrique. Le photovoltaïque a de loin le plus grand potentiel, même face aux grandes centrales hydrauliques, à la géothermie profonde et à l'éolien.

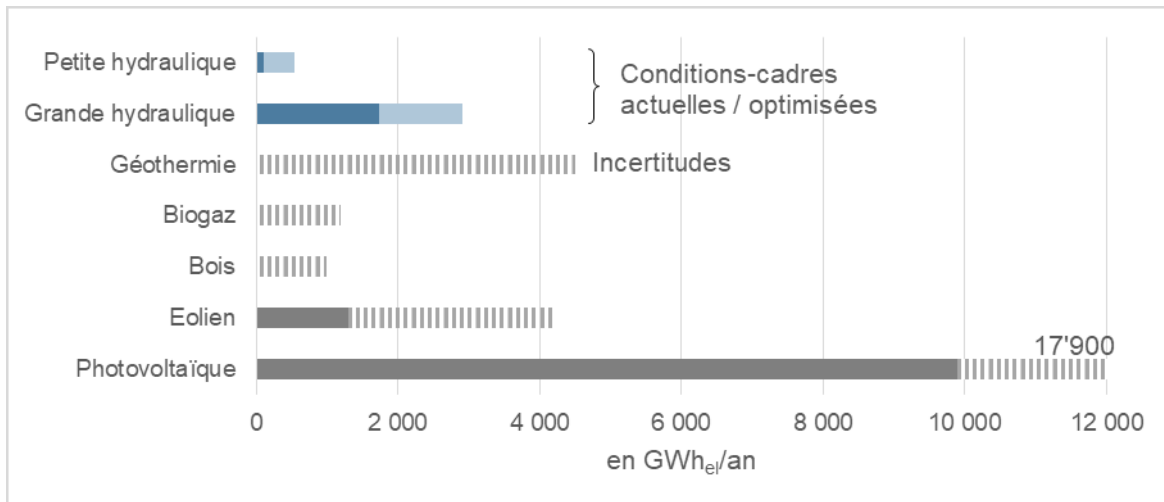


Figure 2: Potentiel de développement attendu pour l'électricité d'origine renouvelable en 2050 (OFEN 2019, PSI 2017).

Lacunes

Le développement de la petite hydroélectricité depuis le début de la RPC n'est pas évalué, même si chaque rapport annuel RPC mentionne la production subventionnée. En effet, la part due aux réhabilitations n'est pas identifiée, car lorsqu'une centrale est réhabilitée, c'est toute la production (et pas seulement le gain) qui est éligible à l'aide. L'analyse de Vollenweider et Müller (2017) comble l'écart entre 2006 et 2015, bien que les données relatives aux installations de moins de 300 kW

² WSL : Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage / EPFL : Ecole polytechnique fédérale de Lausanne / ETHZ : Ecole polytechnique fédérale de Zurich

n'aient pas pu être recueillies avec précision, ce qui n'est toutefois pas significatif pour le résultat global

Synthèse

Selon les estimations, le potentiel supplémentaire de la petite hydroélectricité actuellement disponible se situe entre 210 GWh/an (potentiel écologique selon le WWF) et 2'000 GWh/an (PSI 2017). Cela correspond à peu près au potentiel du biogaz et du bois, et s'avère légèrement inférieur au potentiel des déchets (STEP³, UIOM, décharge) et de la grande hydraulique. Des potentiels nettement plus élevés sont attendus pour la géothermie, l'éolien et surtout le photovoltaïque.

Sources

- OFEN 2016: Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE)
- OFEN 2019: Potentiel hydroélectrique de la Suisse : évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050
- Pronovo 2019: Pronovo-Cockpit 3ème trimestre, Etat au 1^{er} octobre 2019
- PSI (Paul Scherrer Institut) 2005: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBE). Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten / Prise en compte globale des systèmes énergétiques. Nouvelles énergies renouvelables et nouvelles installations nucléaires : potentiels et coûts (en allemand uniquement)
- PSI 2017: Potentiels, coûts et impacts environnementaux des technologies de production de l'électricité (en anglais, avec un résumé en français)
- SKAT 2016: Gesamtstatistik Kleinstwasserkraft (< 300 kW) – Untersuchung 2015. Präsentation vom 22. Januar 2016 / Statistiques globales pour la micro hydroélectricité (< 300 kW) - Enquête 2015, présentation du 22 janvier 2016 (en allemand uniquement)
- AG21 2017 (Agenda 21 pour l'eau): Zusammenstellung neu in Betrieb genommene Kraftwerke 2006 – 2015 (document Excel uniquement en allemand) / Inventaire des nouvelles centrales électriques mises en service 2006 – 2015
- AG21 2017: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2016 (uniquement en allemand) / Utilisation de l'hydroélectricité en Suisse - chiffres annuels sur le développement en 2016
- AG21 2018: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2017 (uniquement en allemand) / Utilisation de l'hydroélectricité en Suisse - chiffres annuels sur le développement en 2017
- AG21 2019: Wasserkraftnutzung in der Schweiz – Zahlen zur Entwicklung im Jahr 2018 (uniquement en allemand) / Utilisation de l'hydroélectricité en Suisse - chiffres sur le développement en 2018

³ STEP: stations d'épuration, UIOM: Usine d'incinération des ordures ménagères

- WWF 2010: Kleinwasserkraft – zusätzliches Potenzial an ökologisch geeigneten KEV Standorten. Erarbeitet durch Ernst Basler + Partner (uniquement en allemand) / Petite hydroélectricité - potentiel supplémentaire pour les sites RPC écologiquement adaptés. Développé par Ernst Basler + Partner
- Vollenweider et Müller 2017: Entwicklung der Wasserkraftnutzung in der Schweiz seit 2006: Zahlen und Fakten (en allemand uniquement) - Développement de la force hydraulique en Suisse depuis 2006 : faits et chiffres / Eau Énergie Air, numéro 1/2017, p. 19-26.

1.2 Comment le potentiel est-il défini et chiffré par les cantons ?

Faits

En vertu de la nouvelle loi sur l'énergie (LEne, RS 730.0 du 30 septembre 2016), l'utilisation des énergies renouvelables et leur développement revêtent un intérêt national (art. 12 LEne) ; de même, les centrales hydrauliques dépassant une certaine taille (art. 8 de l'ordonnance sur l'énergie, OEn, RS 730.01 du 1^{er} novembre 2017) revêtent un intérêt national, de même importance que les autres intérêts nationaux (de protection). En conséquence, de nouvelles centrales hydrauliques peuvent désormais être envisagées, notamment dans les zones IFP (inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels). En vertu de la nouvelle LEne, les cantons sont tenus d'identifier dans leurs plans directeurs les cours d'eau qui se prêtent à l'exploitation de l'énergie hydraulique (art. 10 LEne). Cette disposition vise à faciliter et à accélérer le développement de l'hydroélectricité. Par conséquent, la réalisation de nouvelles centrales devrait être facilitée sur les cours d'eau qui ont été exclus du plan directeur pour l'exploitation de l'hydroélectricité. Outre la désignation des cours d'eau appropriés, les cantons ont également la possibilité de désigner ceux qui doivent en règle générale être préservés (art. 10 LEne).

Avant l'entrée en vigueur de la nouvelle LEne, dans sa " Recommandation relative à l'élaboration de stratégies cantonales de protection et d'utilisation dans le domaine des petites centrales hydroélectriques" (OFEV, OFEN, ARE 2011), la Confédération avait recommandé que les cantons élaborent une stratégie propre à l'énergie hydraulique, en conciliant les intérêts de l'utilisation et de la protection des différents cours d'eau. Les stratégies auraient dû inclure des procédures standardisées avec des critères et des classes d'évaluation. Ainsi, le gouvernement fédéral a proposé que les cours d'eau soient définis par sections évaluées en fonction de leur valeur écologique et paysagère et de leur potentiel d'utilisation, afin de comparer ces deux intérêts.

En 2012, la plateforme de dialogue de l'Agenda 21 pour l'eau a demandé aux cantons quels instruments ils utilisaient pour évaluer le potentiel et planifier le développement de l'énergie hydraulique (AG21 2012). Cette enquête, mise à jour en 2013 (AG21 2013), a montré que les cantons utilisaient deux types d'outils différents: des outils pour évaluer un cas unique et des stratégies cantonales avec une approche spatiale. Les stratégies spatiales étaient les plus répandues. Huit cantons avaient mis en œuvre ou étaient en train de développer une telle stratégie (AG, BE, GL, GR, LU, SH, UR, ZH), tandis que cinq cantons avaient mis en œuvre ou étaient en train de développer un outil d'évaluation des projets (BE, FR, SG, TI, VS). Les cantons qui travaillaient sur la base de critères, avaient complété, réduit et adapté conformément à leurs propres besoins les critères fédéraux recommandés. Le processus d'agrégation variait également - via un système de points, des avis d'experts ou la détermination de l'intérêt global en utilisant divers critères d'appréciation.

L'approche proposée dans la recommandation, les critères individuels et la manière dont les cours d'eau sont classés ne tiennent pas compte des nouvelles dispositions juridiques ni du changement

d'orientation vers une utilisation accrue des cours d'eau tels que souhaités par la loi. La Confédération doit élaborer une nouvelle procédure ou les bases méthodologiques tel que mentionné dans la LEne (art. 11 LEne). Les principes n'en sont pas encore définis.

Lacunes

Les bases méthodologiques qui doivent être développées par la Confédération pour l'identification des tronçons de cours d'eau qui se prêtent à l'utilisation de l'énergie hydraulique ne sont pas encore disponibles. Seuls quelques cantons ont déjà défini ces tronçons. Il reste à voir dans quelle mesure cela facilitera les projets et l'octroi de concessions pour de nouvelles centrales hydroélectriques.

Les stratégies cantonales de protection et d'utilisation, élaborées sur la base des recommandations de l'OFEV, de l'OFEN et de l'ARE, ne tiennent généralement pas suffisamment compte des exigences de l'art. 10 de la LEne et de la réorientation souhaitée par le législateur vers une utilisation accrue de la force hydraulique.

Synthèse

Dans leur plan directeur, les cantons doivent identifier les territoires et les cours d'eau propices à l'utilisation de la force hydraulique (art. 10 LEne). Ils peuvent également désigner des tronçons de cours d'eau qui doivent être préservés. Les bases méthodologiques que la Confédération doit développer (art. 11 LEne) ne sont pas encore disponibles et très peu de cantons ont commencé à travailler à l'identification des tronçons de cours d'eau appropriés.

Sources

- OFEV, OFEN, ARE 2011 : Recommandation relative à l'élaboration de stratégies cantonales de protection et d'utilisation dans le domaine des petites centrales hydroélectriques
- AG21 2012: Übersicht über kantonale Strategien und Werkzeuge zur Nutzung der Wasserkraft (en allemand uniquement) / Aperçu des stratégies et des outils cantonaux pour l'utilisation de l'énergie hydraulique
- AG21 2013: Aktualisierung der Übersicht über kantonale Strategien und Werkzeuge zur Nutzung der Wasserkraft (en allemand uniquement) / Mise à jour de l'aperçu des stratégies et des outils cantonaux pour l'utilisation de l'énergie hydraulique

2 Contribution à la stabilité de l’approvisionnement en électricité

2.1 Quelle est la contribution des petites centrales hydrauliques à l’approvisionnement en électricité aujourd’hui ?

Faits

Mesuré en termes de puissance installée et de production annuelle d’électricité, l’approvisionnement en électricité est dominé par les grandes centrales hydrauliques et nucléaires (voir Figure 3). En 2017, les grandes centrales hydrauliques représentaient environ deux tiers de la puissance installée (14’464 MW) et la moitié de la production d’électricité (33’717 GWh). L’énergie nucléaire représente 15 % de la puissance totale installée (3’333 GW) et un tiers de la production d’électricité (24’414 GWh). Le rôle individuel de toutes les autres technologies est aujourd’hui beaucoup moins important.

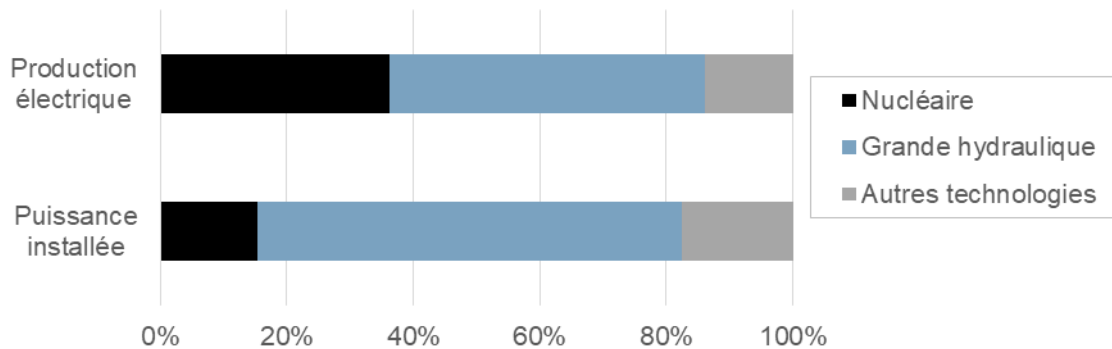


Figure 3: Parts de l'énergie nucléaire, de la grande hydraulique et d'autres technologies dans la puissance installée et la production d'électricité en 2017 (chiffres de l'OFEN 2019a)

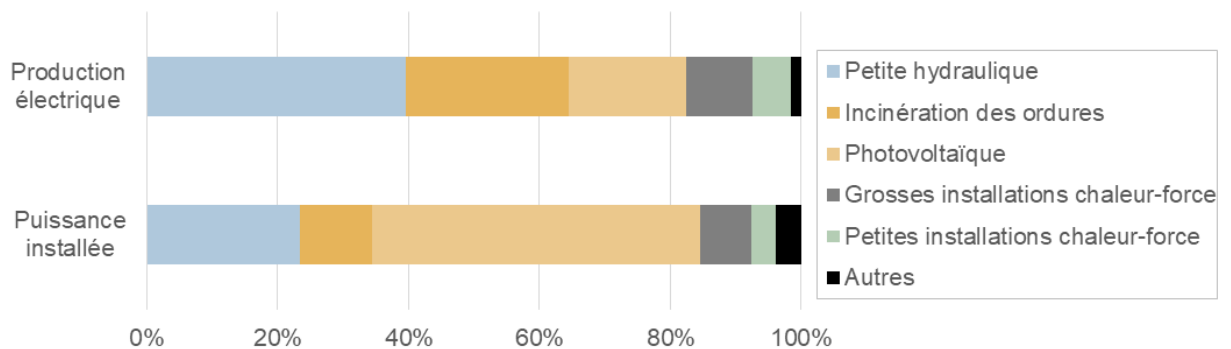


Figure 4: Parts des technologies (hors nucléaire et grandes centrales hydrauliques) dans la puissance installée et la production d'électricité en 2017. Les "autres" technologies regroupent les éoliennes, les centrales thermiques classiques et les installations à gaz de décharge (chiffres OFEN 2019a, ventilation de l'hydroélectricité sur la base OFEN 2018 et OFEN 2019b).

Parmi les « autres technologies », la petite hydroélectricité représente la part la plus importante, avec, pour toute la Suisse, 4 % de la puissance installée (891 MW) et 5 % de la production d’électricité (3’711 GWh). En considérant les "autres" technologies uniquement, la petite hydroélectricité représente 23 % de la puissance et 40 % de la production. Viennent ensuite la production d’électricité à partir d’usines d’incinération des ordures (25 % ; 2’349 GWh) et le photovoltaïque (18 % ; 1’683 GWh). En raison du nombre plus élevé d’heures à pleine charge, la petite hydraulique apporte

une contribution supérieure à la moyenne à l'approvisionnement en électricité en termes de puissance installée. La petite hydroélectricité atteint plus de 4'000 heures de pleine charge par an, soit un peu plus que les petites centrales de couplage chaleur-force. Seules les usines d'incinération des ordures et les centrales nucléaires atteignent un nombre supérieur d'heures de pleine charge.

La Suisse importe et exporte de l'électricité en grandes quantités tout au long de l'année. Alors que l'électricité nette est exportée pendant le semestre d'été, de l'électricité est importée en grande quantité durant le semestre d'hiver (OFEN 2019a). Le caractère saisonnier des différentes technologies est donc pertinent. Les garanties d'origine (GO) attribuées permettent de se faire une idée des différents profils (voir Figure 5). L'analyse montre que le photovoltaïque fluctue le plus au cours de l'année et produit beaucoup plus en été qu'en hiver. Si les grandes et petites centrales hydroélectriques produisent également plus en été qu'en hiver, leurs profils sont plus équilibrés. La biomasse est assez constante sur l'année. Enfin, l'énergie éolienne présente un profil opposé et fournit beaucoup plus d'électricité en hiver qu'en été. Cependant, l'évolution des garanties d'origine ne peut être reprise telle que pour la saisonnalité de la production d'électricité. D'une part, elles ne montrent pas l'évolution d'un nombre fixe d'aménagements. En effet, les installations qui sont raccordées au réseau pour la première fois au cours de l'année, sont ajoutées au cours du mois correspondant et modifient ainsi le profil annuel. De plus, les installations photovoltaïques de moins de 30 kVA peuvent annoncer leur production une fois par an et la communiquer à Swissgrid en décembre. Cela conduit à une forte augmentation de la production photovoltaïque en décembre, sans correspondre à la production de ce mois-ci.

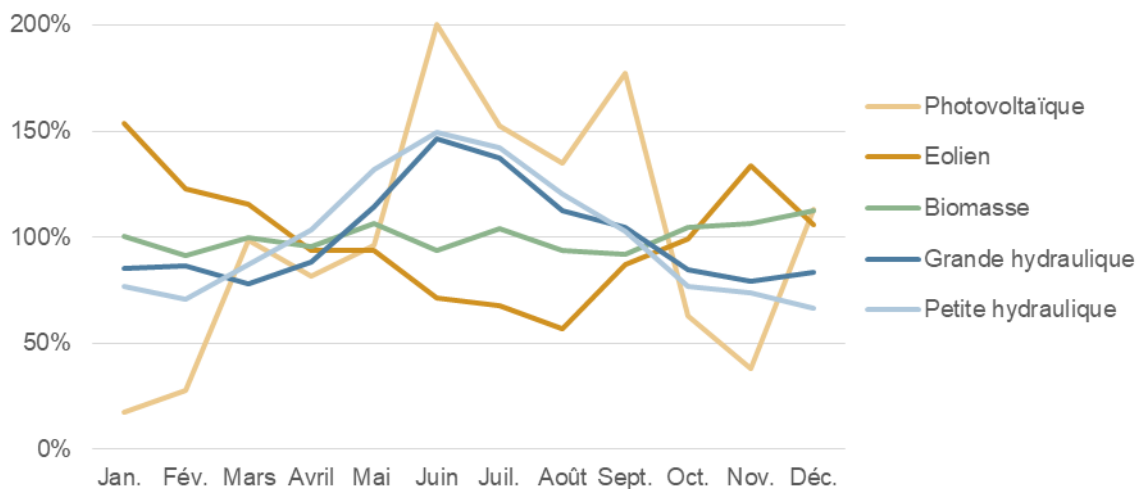


Figure 5 : Évolution annuelle des garanties d'origine émises en fonction de la technologie (moyenne de 2015 et 2016) (Swissgrid 2017)

Pendant le semestre d'été, les précipitations sont nettement plus importantes en Suisse qu'en hiver, de sorte que les débits des cours d'eau sont globalement plus importants, et par là-même également la production des petites centrales hydroélectriques et des grandes centrales au fil de l'eau. De plus, en été, la fonte des neiges et des glaciers entraîne une augmentation des débits. Les profils de production spécifiques aux centrales électriques dépendent de leur localisation. En haute montagne, ils sont fortement influencés par la fonte des neiges et des glaciers ainsi que par la gestion des réservoirs. Cela peut entraîner de très fortes fluctuations saisonnières. Les petites centrales hydroélectriques du Plateau central présentent des fluctuations saisonnières moins prononcées, car en hiver les précipitations sont également parfois sous forme de pluie. Alors que la fonte des neiges et des glaciers permet une production d'électricité régulière pendant des semaines et des mois, les

fortes précipitations (principalement au cours du semestre d'été) peuvent entraîner des fluctuations des profils de production de chaque petite centrale hydraulique.

Les fluctuations saisonnières sont très variables d'une centrale à l'autre. Tout comme pour les centrales au fil de l'eau, la production de la petite hydraulique est fortement dépendante des conditions météorologiques. Un hiver humide ou un été sec se reflète directement dans les niveaux de production.

Dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement, l'un des aspects importants est la "puissance garantie des centrales électriques" («gesicherte Kraftwerksleistung» ou « Erzeugungsleistung ») d'un parc de centrales électriques (RP-Energie-Lexikon 2017). C'est la puissance qui est au moins disponible en permanence avec un haut degré de certitude. Elle peut être spécifiée uniquement pour un parc de centrales électriques ou un système global, et non pas pour des centrales individuelles. Les gestionnaires de réseaux de transport allemands ont calculé en 2015, pour différentes technologies, quelle part de la puissance pouvait être considérée comme garantie (définie comme disponible 99% du temps) (ÜNB 2015). Ils l'ont calculée sur la base des données de puissance et de production pour l'Allemagne pour les années 2010 à 2014. La disponibilité relative à la puissance installée était la suivante : pompage-turbinage 80%, biogaz 65%, fil de l'eau 25%, éolien 1% et photovoltaïque 0%. Les centrales d'accumulation simple n'ont pas été prises en compte tandis que pour les centrales au fil de l'eau, aucune distinction de taille n'a été faite. Ainsi, est une sous-catégorie du fil de l'eau. Or, considérée séparément, la disponibilité de la petite hydroélectricité peut être différente de la moyenne pour le fil de l'eau. Toutefois, il est exact que leur disponibilité est supérieure à celle des éoliennes et du photovoltaïque, et inférieure à celles du biogaz et du pompage-turbinage.

Lacunes

Les petites centrales hydroélectriques ne sont pas répertoriées séparément ni dans la statistique suisse de l'électricité ni dans celle des énergies renouvelables. Les statistiques font la distinction entre les centrales au fil de l'eau et celles à accumulation, et non pas entre la grande et la petite hydroélectricité. Par conséquent, aucune donnée mensuelle ou annuelle n'est disponible ici. La statistique des aménagements hydroélectriques suisses (SAHE, OFEN 2018) mentionne uniquement la production annuelle prévue de chaque centrale (divisée en productions hivernale et estivale), et non pas la production réelle. Certains grands producteurs présentent leur production de manière mensuelle. Ce serait une source possible à utiliser. En outre, la statistique des aménagements hydroélectriques suisses a pu être évaluée en fonction de la proportion d'électricité produite en hiver à partir de catégories relatives à la taille.

Les données des garanties d'origine reflètent l'évolution annuelle dans une certaine mesure, mais présentent divers défauts (voir ci-après). Supprimer l'artefact des annonces issues du photovoltaïque en décembre et les installations arrivées en cours de l'année donnerait déjà une bien meilleure image.

En Suisse, aucune donnée sur la puissance garantie des centrales électriques n'est systématiquement disponible, et ce, quelle que soit la technologie. On ne connaît pas non plus la puissance disponible au moment du pic de charge annuel. Dans la statistique suisse de l'électricité, les données sur la puissance disponible se limitent au troisième mercredi de chaque mois. Et celles-ci, également, ne font la différence qu'entre le fil de l'eau et l'accumulation.

Synthèse

En 2017, 82 % de la production d'électricité en Suisse reposait sur la grande hydraulique et le nucléaire. Parmi les autres technologies, la petite hydroélectricité est la plus importante, avec 5 % de la production suisse d'électricité.

En moyenne, la production électrique de la petite hydraulique fluctue moins selon les saisons que celles du photovoltaïque et de l'éolien, mais plus que la biomasse. La saisonnalité varie beaucoup d'une centrale à l'autre.

La disponibilité garantie des puissances de la petite hydraulique est supérieure à celle de l'éolien ou du photovoltaïque, mais inférieure à celles du biogaz et du pompage-turbinage.

Sources

- SAHE, OFEN 2018: Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse, Etat au 1.1.2018
- OFEN 2019a: Statistiques suisses de l'électricité 2017
- OFEN 2019b: Statistik Kleinstwasserkraftwerke (< 300 kW) (en allemand uniquement) / Statistiques sur les petites centrales hydroélectriques (<300 kW)
- RP-Energie-Lexikon 2017: Gesicherte Kraftwerkleistung (en allemand uniquement) / Puissance garantie en matière de production d'électricité/ [Lien](#) (30.6.2017).
- Swissgrid 2017: Compilation des données sur les garanties d'origine délivrées pour les années 2015 et 2016
- ÜNB 2015: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach Energiewirtschaftsgesetz, EnWG § 12 Abs. 4 und 5 (en allemand uniquement) / Rapport des gestionnaires de réseau de transport allemands sur le bilan de performance 2015 conformément à l'article 12 (4) et (5) de la loi sur l'économie énergétique

2.2 Dans quelle mesure la production d'électricité des petites centrales hydroélectriques est-elle contrôlable et prévisible ?

Faits

Dans un réseau électrique, les centrales doivent fournir à tout moment exactement la même quantité d'électricité que celle qui est demandée. Or, certaines centrales électriques ne sont pas ou peu contrôlables. Cela est particulièrement vrai pour les énergies renouvelables décentralisées (photovoltaïque, éolien et fil de l'eau). Leur production est déterminée par des influences extérieures telles que le rayonnement solaire, le vent ou l'approvisionnement en eau. La production de la petite hydraulique est également déterminée par la disponibilité de l'eau. En comparaison avec les centrales électriques contrôlables telles que celles issues des lacs de retenue ou des centrales à gaz, la production d'électricité issu du photovoltaïque, de l'éolien et du fil de l'eau est difficilement contrôlable (RP-Energie-Lexikon 2017). La production d'électricité à partir de la biomasse (centrales thermique de biomasse et usines de biogaz) est en principe contrôlable, à condition que les installations

de stockage du gaz des usines de biogaz soient suffisamment importantes et que le mode de fonctionnement (charge partielle) soit adapté (Holzhammer et al. 2016). Toutefois, de nombreuses centrales ne sont pas (encore) adaptées au marché de l'électricité et ne réagissent pas, par exemple, aux fluctuations de la demande d'électricité au cours de la journée, mais produisent de l'électricité presque en permanence ou suivent un profil thermique (dans le cas des installations de chaleur-force).

Un certain degré de contrôlabilité est rendu possible par la conception technique dépendant de la centrale, le mode de fonctionnement et un système de gestion de l'alimentation (Haber 2012). Par rapport au photovoltaïque et à l'éolien, la petite hydroélectricité a une meilleure contrôlabilité en raison de son mode de fonctionnement plus flexible (voir Tableau 2). Quelques petites centrales hydroélectriques ont également un petit réservoir (par exemple un étang). Ces réservoirs peuvent être gérés, afin de réguler au moins partiellement la production électrique. Cependant, la majorité des petites centrales hydroélectriques ne disposent pas de réservoirs.

La prédictibilité de la production présente un intérêt pour la stabilité de l'approvisionnement en électricité. La disponibilité de l'eau, source d'énergie primaire, est soumise à des fluctuations au cours de l'année. Par rapport au photovoltaïque et à l'éolien cependant, la production électrique des petites centrales hydroélectriques est plus prévisible, car l'approvisionnement en eau fluctue moins que le soleil ou le vent. Les débits des heures et des jours suivants sont déterminés par les précipitations et fonte des neiges des derniers mois, semaines, jours et heures et peuvent être prévus, avec des modèles hydrologiques, de manière plus fiable que le rayonnement solaire et le vent, qui sont moins dépendants du passé. La production électrique issu du photovoltaïque et de l'éolien peut être prédite aujourd'hui grâce à des modèles météorologiques à haute résolution. Toutefois, les fluctuations à court terme sont plus importantes que pour la petite hydroélectricité (voir Tableau 2).

Technologie	Contrôlabilité	Prévisibilité
Petite hydraulique	Conception technique, et mode de fonctionnement. Partiellement contrôlable	Modèles hydrologiques, petites fluctuations - les débits futurs dépendent fortement des précipitations des derniers mois, jours et heures. Bonne prévisibilité à court terme.
Biomasse	Partiellement contrôlable, selon l'adaptabilité du mode de fonctionnement (charge partielle) ou en augmentant les capacités de production, de stockage de gaz (biogaz) et selon les incitations (commercialisation directe).	Très bonne prévisibilité.
Photovoltaïque	Gestion des onduleurs et de l'injection. Généralement difficilement contrôlable.	Prévisions d'électricité solaire basées sur des modèles météorologiques, très stochastiques, la durée d'ensoleillement future ne dépendant guère du temps des derniers mois et jours. Assez bonne prévisibilité à court terme.
Eolien	Gestion de l'exploitation et de l'injection.	Prévisions de l'électricité éolienne basées sur des modèles météorologiques, très stochastiques, la vitesse future du vent ne dépendant guère du temps des derniers mois et jours.

	Généralement difficilement contrôlable (meilleur que le photovoltaïque)	Assez bonne prévisibilité à court terme.
--	---	--

Tableau 2: Comparaison de la petite hydraulique, du photovoltaïque et de l'éolien en fonction de la contrôlabilité et de la prévisibilité

Lacunes

Ni la proportion ni le nombre de petites centrales hydroélectriques contrôlables ne sont connus.

Il n'existe pas de définition ou de mesure de la contrôlabilité ou de la prévisibilité des différentes centrales ou technologies. De plus, on peut noter la grande diversité technologique des différentes centrales électriques.

Une possibilité serait de comparer les prévisions à un jour (Day-Ahead) pour les différentes centrales électriques ou technologies au sein d'un groupe-bilan avec la production réelle. Cette comparaison permettrait d'établir une première conclusion sur la prévisibilité.

Synthèse

A moins de disposer d'un réservoir, la production d'électricité des petites centrales hydrauliques dépend directement de l'approvisionnement en eau et s'avère donc difficile à réguler. En revanche, les usines de biogaz dotées de grandes possibilités de stockage de gaz, par exemple, sont faciles à réguler.

En comparaison avec le photovoltaïque et l'éolien, la production des petites centrales hydroélectriques est plus facile à prévoir, car les débits turbinables peuvent être prévus avec plus de précision que l'ensoleillement ou la vitesse du vent.

Sources

- Holzhammer et al. 2016: Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung (en allemand uniquement) / Contribution du biogaz à un approvisionnement fiable en énergie renouvelable / Fraunhofer IWES, 42 pages.
- RP-Energie-Lexikon 2017: Residuallast (en allemand uniquement) / Charge résiduelle/ [Lien](#) (30.6.2017).
- Haber 2012: Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Kleinwasserkraft im Stromnetz. Eine Analyse von Dipl.-Ing. Dr. Alfons Haber (en allemand uniquement) / Contribution à la sécurité d'approvisionnement. La petite hydroélectricité dans le réseau électrique. Une analyse du Dr ingénieur Alfons Haber / Wasserkraft, Numéro 38/ Décembre 2012

2.3 Quelle est la contribution de la petite hydroélectricité à la stabilité et à la sécurité de l'exploitation du réseau ?

Faits

La répartition des petites centrales hydroélectriques sur un grand nombre de sites conduit à un approvisionnement électrique décentralisé avec un degré élevé de redondance du système : ainsi, la défaillance d'une petite centrale a moins de conséquences que celle d'une grande centrale (Haber 2012).

L'équilibre permanent entre la production et la consommation est la condition préalable à un réseau électrique stable et garantit un approvisionnement sécurisé à une fréquence stable. La petite hydroélectricité contribue à la qualité de la tension et à la stabilité du réseau, et ce, de manière significative, par le maintien de la tension, la gestion de la puissance réactive et l'ajustement de la puissance active (Haber 2012). Les usines de biogaz peuvent également stabiliser techniquement la tension en fournissant de la puissance réactive, mais elles ne sont guère utilisées à cette fin à l'heure actuelle (Holzhammer et al. 2016).

Contrairement au photovoltaïque, les petites centrales hydroélectriques, les centrales de cogénération à la biomasse et les usines de biogaz utilisent des turbines et génératrices pour la production électrique. Elles contribuent ainsi au maintien de la qualité de la tension et de la fréquence du réseau par le biais du moment d'inertie global des masses en mouvement (voir Tableau 3).

Les petites centrales hydroélectriques, les centrales de cogénération de biomasse et les usines de biogaz produisent de l'électricité triphasée, y compris de la puissance réactive, et peuvent exploiter des réseaux isolés (îlotage) en cas de panne (ISKB 2014, SuisseEnergie 2006, Holzhammer et al. 2016). En raison de leur conception technique et de leur décentralisation, les petites centrales hydroélectriques sont utilisées pour la compensation de la puissance réactive (RP-Energie-Lexikon 2017). D'autres centrales ne peuvent pas fournir ce service, soit de par leurs exigences techniques comme pour le photovoltaïque et l'éolien, soit par nécessité d'assurer l'approvisionnement local comme c'est le cas pour les grands aménagements.

Après une panne de courant, le système électrique est redémarré avec un "black start". Cela nécessite un nombre suffisant de centrales électriques dans chaque réseau, capables de démarrer de manière autonome et de garantir un approvisionnement en îlot (Swissgrid 2020). Les petites centrales hydroélectriques peuvent souvent répondre à ces exigences et donc apporter une contribution dans le cadre de la gestion des défauts (Haber 2012). Capables également de démarrer de manière autonome, les usines de biogaz sont toutefois moins souvent utilisées à cette fin (Holzhammer et al. 2016).

Technologie	Action sur la tension	Gestion de la puissance réactive	Autonomie au démarrage	Fonctionnement en îlot
Petite hydraulique	✓	✓	✓	✓
Biomasse	✓	✓	✓	✓
Photovoltaïque	✗	✗	(✓)	(✓)
Eolien	✗	✗	(✓)	(✓)

Tableau 3: Comparaison de la contribution de la petite hydroélectricité, de la biomasse, du photovoltaïque et de l'éolien relativement à la stabilité du réseau et à la sécurité de son exploitation.

Lacunes

La contribution des différentes centrales électriques ou technologies à la stabilité et à la sécurité de l'exploitation du réseau ne peut être qu'estimée de manière qualitative. Les données nécessaires à une évaluation quantitative ne sont disponibles chez Swissgrid que sous une forme très agrégée et ne permettent pas de tirer des conclusions sur la contribution de la petite hydraulique.

Synthèse

En raison de sa nature décentralisée et des conditions techniques requises, la petite hydroélectricité peut contribuer à la qualité de la tension et au maintien de la fréquence du réseau. Les petites centrales hydroélectriques sont "capables de démarrer dans le noir" et peuvent être utilisées, après une panne d'électricité, pour la remise en service. Elles peuvent donc contribuer davantage à la stabilité et à la sécurité du réseau que les autres nouvelles énergies renouvelables.

Sources

- Holzhammer et al. 2016: Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung (en allemand uniquement) / Contribution du biogaz à un approvisionnement fiable en énergie renouvelable / Fraunhofer IWES, 42 pages
- SuisseEnergie 2006: Programme petites centrales hydrauliques, Newsletter N°4
- ISKB 2014: Broschüre 300 Kilowatt Kraftwerke: Hintergrundinformationen (en allemand uniquement) / Brochure sur les centrales électriques de 300 kilowatts : informations de base
- RP-Energie-Lexikon 2017: Blindleistungskompensation (en allemand uniquement) / Compensation en puissance réactive / [Lien](#) (30.6.2017)
- Swissgrid 2020: Démarrage autonome – L'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage / [Lien](#) (21.12.2020)
- Haber 2012: Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Kleinwasserkraft im Stromnetz. Eine Analyse von Dipl.-Ing. Dr. Alfons Haber (en allemand uniquement) / Contribution à la sécurité d'approvisionnement. La petite hydroélectricité dans le réseau électrique. Une analyse du Dr ingénieur Alfons Haber / Wasserkraft, Numéro 38/ Décembre 2012

3 Effets sur l'écologie de l'eau

3.1 Quels types de centrales électriques pour quels effets hydro-écologiques?

Faits

L'impact environnemental des petites centrales hydroélectriques sur les cours d'eau varie beaucoup selon le type de centrale. Les centrales électriques en rapport avec des infrastructures existantes telles qu'un réseau d'eau potable, appelées installations d'exploitation de type accessoire, ont généralement des impacts négligeables voire mineurs. Dans le cas des aménagements de cours d'eau, l'impact écologique est plus important. Les facteurs qui influencent l'importance de l'impact sont notamment:

- le type de centrale électrique,
- le droit d'utilisation de l'eau existant (champ d'application, âge et forme juridique, voir chapitre 3.3),
- les critères liés à la localisation de l'installation (par exemple, la valeur écologique du cours d'eau, la position dans le bassin versant), et
- la configuration de l'aménagement et son exploitation.

Le tableau ci-après indique les impacts écologiques possibles par type de centrale électrique.

Catégories	Types de centrales	Impacts environnementaux possibles
Sites d'exploitation de type accessoire Avec impact mineur	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinage d'eau potable • Turbinage des eaux usées • Turbinage sur les canaux d'alimentation des barrages alpins • Autres (turbinage des eaux d'irrigation, drainage des eaux de montagne, utilisations industrielles secondaires, etc.) 	<p>Les impacts écologiques du captage d'eau peuvent être attribués à une utilisation différente.</p> <p>L'utilisation supplémentaire pour la production d'électricité entraîne généralement des effets négligeables.</p>
Sites d'exploitation de type accessoire Avec impact faible	<ul style="list-style-type: none"> • Centrales de dotation (utilisation des débits résiduels au pied des barrages des grandes centrales électriques) • Centrales sur des aménagements hydrauliques (seuils, canaux) 	<ul style="list-style-type: none"> • Atteinte supplémentaire due à l'absence de protection pour les poissons et à une dévalaison des poissons insuffisante lors du turbinage <p>D'autres atteintes sont causées par l'infrastructure existante et non par l'exploitation de la centrale.</p>
Sites en cours d'eau Avec impact moyen à important	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale sans dérivation⁴ • Centrale d'accumulation (avec dérivation) • Centrale au fil de l'eau (avec dérivation) 	<p>Impacts négatifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Atteinte à la migration (notamment des poissons) et fragmentation des habitats • Atteinte au régime de charriage dans le cours d'eau (colmatage du lit)

⁴ Les centrales sans dérivation se trouvent directement dans le cours d'eau et n'impliquent pas de tronçon de débit résiduel.

	<ul style="list-style-type: none"> Centrales sur des aménagements hydrauliques (seuils, canaux) 	<ul style="list-style-type: none"> Atteinte aux habitats des cours d'eau (réduction de la diversité des profondeurs et des vitesses d'écoulement de l'eau) Élimination du bois mort et des dépôts d'alluvions Atteintes à l'oxygénation et aux températures <p>En outre, pour les centrales en dérivation :</p> <ul style="list-style-type: none"> Atteinte à la qualité de l'eau et du lit du cours d'eau lors de la vidange des réservoirs (turbidité, colmatage) Réduction des volumes d'eau, atteinte à l'expansion et à la qualité des habitats (larges mouillées, diversité des vitesses d'écoulement et des profondeurs) et à la dynamique hydrologique dans les tronçons à débit résiduel Atteinte à la vie aquatique par des modifications non naturelles et, à court terme, modification des débits (effets d'éclusées) <p>Impacts positifs (surtout dans des cas individuels) :</p> <ul style="list-style-type: none"> Création de nouveaux habitats tels que des lacs et des zones d'eau peu profonde, ainsi que des canaux d'amenée et de fuite quasi naturels Réduction des inondations, qui compromettent le frai des poissons et l'éclosion des jeunes, en particulier en hiver/au printemps Rétablissement de la migration du poisson et amélioration du régime de charriage lors de la construction d'une nouvelle centrale électrique sur un seuil ou un barrage existant. Assainissement des effets d'éclusée en détournant l'éclusée vers un cours d'eau plus important Amélioration des habitats par des mesures de compensation (les habitats protégés des cours d'eau qui sont affectés doivent être remplacés, conformément à la LPN, Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage) Extraction et élimination écologiquement rationnelle des déchets (effet positif)
--	--	--

Tableau 4: Impacts écologiques possibles selon le type de centrale électrique

Lacunes

Aucunes.

Synthèse

L'impact écologique dépend fortement du type de centrales électriques. Les installations d'exploitation de type accessoire ont peu ou pas d'impact. Les impacts écologiques des installations de cours

d'eau sont de moyenne à grande envergure et dépendent fortement des conditions locales. Selon l'emplacement, les droits d'eau et le type de centrale électrique, et pour des cas individuels, certains effets écologiques peuvent être positifs, par exemple si la migration des poissons au niveau d'un seuil existant est rendue possible ou améliorée.

Sources

- OFEV 2009 : Etat du lit, des berges et des rives - Résultats des relevés écomorphologiques (avril 2009)
- OFEV, OFEN, ARE 2011 : Recommandation relative à l'élaboration de stratégies cantonales de protection et d'utilisation dans le domaine des petites centrales hydroélectriques
- OFEN 2017: Entscheidungshilfe für die ökologische Standortwahl von Schweizer Kleinwasserkraftwerken (en allemand uniquement) / Aide à la décision pour la sélection écologique des sites pour les petites centrales hydrauliques suisses / Rapport final, phase A, 19 juin 2017
- EAWAG 2011: Hydroélectricité et écologie – Fiche d'information / Eawag: Institut Fédéral Suisse des Sciences et Technologies de l'Eau
- Ernst Basler + Partner AG 2010: Kleinwasserkraft – zusätzliches Potenzial an ökologisch geeigneten KEV-Standorten (en allemand uniquement) / Petite hydroélectricité - potentiel supplémentaire sur des sites RPC/SRI écologiquement adaptés
- ASAE 2017: Impacts sur l'environnement de la force hydraulique. ASAE : Association suisse de l'aménagement des eaux [Lien](#) (01.07.2017)
- AES 2020: Petite hydraulique, document de connaissances de base, état mars 2020 / AES: Association des entreprises électriques suisses [Lien](#) (21.12.2020)

3.2 Comment le traitement de l'atteinte à l'écologie de l'eau a-t-il évolué depuis 1985 ?

Faits

Avec la modification de la Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN) en 1985, les propriétaires de centrales ont été obligés pour la première fois de verser une compensation pour les nouvelles atteintes dans des habitats protégés. Il était prévu que ces mesures soient déterminées lors de l'étude d'impact sur l'environnement, au moment de l'octroi d'une nouvelle concession

Première étape, débits résiduels minimaux : En même temps, une initiative populaire pour la protection des eaux a été présentée, qui a conduit à la révision de la Loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux) en 1991. Pour la première fois, elle a fixé des minima de débit résiduel pour les prélèvements d'eau, minima que les nouvelles installations doivent respecter (art. 31 ss).

En plus des exigences plus strictes pour les nouvelles installations, la loi révisée sur la protection de l'eau vise également à assainir les installations existantes. A cet effet, des dispositions transitoires ont été édictées (art. 80 ss), obligeant les autorités cantonales à déclarer d'ici 2007 les tronçons dont les débits résiduels étaient insuffisants par rapport aux prélèvements d'eau, et à intervenir dans le droit d'eau de l'exploitant dans la mesure où cela était économiquement viable pour lui.

Dans le cadre du programme d'allégement 2003, le Parlement a prolongé ce délai de cinq ans, soit jusqu'en 2012. Alors que par le passé, les tronçons à débit résiduel étaient secs pendant plusieurs mois de l'année, aujourd'hui, une quantité d'eau définie est allouée aux zones assainies pour fournir un habitat à la flore et à la faune aquatiques. L'impact écologique est limité par le fait que les mesures doivent être économiquement viables. Les débits résiduels définis s'appliquent jusqu'à l'expiration de la concession. Dans le cadre d'une nouvelle concession, les exigences plus strictes de l'article 31ss sont alors appliquées.

Seconde étape, éclusées / migration des poissons / régime de charriage : En 2011, la LEaux a été révisée à nouveau dans le but de réduire sensiblement l'impact écologique sur les cours d'eau. Afin de maintenir ou de restaurer les habitats quasi-naturels dans l'eau et sur les berges, il convient de prévenir ou, dans le cas des installations existantes, d'éliminer d'ici 2030, les atteintes importantes causées par l'utilisation de la force hydraulique, en particulier à travers :

- La réduction des effets des éclusées
- Le rétablissement de la libre migration des poissons
- Des mesures visant à réactiver le régime de charriage

Etat de l'application pour les installations existantes : Selon une enquête menée par l'OFEV auprès des services cantonaux de protection des eaux, près de 75 % des prélèvements d'eau étaient soumis à un assainissement à fin 2018. Parmi ceux-ci, 87 % ont été assainis en ce qui concerne les débits résiduels (881 des 1012 prélèvements d'eau nécessitant un assainissement, OFEV 2019). Selon les cantons, la proportion se réfère soit au nombre d'installations soit au nombre de zones. Cela signifie qu'il n'existe actuellement aucun aperçu du nombre de zones assainies ni de leur état. Ces chiffres incluent les grandes et les petites centrales hydroélectriques. En raison de l'expiration du délai d'assainissement, la Confédération a demandé aux cantons d'achever l'assainissement des débits résiduels le plus rapidement possible.

En ce qui concerne l'assainissement des éclusées, la libre migration des poissons et le régime de charriage, les cantons devaient jusqu'en 2014 déterminer les besoins d'assainissement des différentes centrales en donnant la priorité à la mise en œuvre. Les connaissances acquises par les premières centrales assainies ont été intégrées dans la planification des mesures d'assainissement des autres centrales. Le Tableau 7 du chapitre 4.1 résume l'état d'avancement des plans cantonaux d'assainissement.

Perspectives : Les centrales hydroélectriques qui obtiennent une nouvelle concession ou une prolongation de concession doivent déjà se conformer aux exigences de la LEaux. Les petites centrales hydroélectriques existantes réduiront encore leur impact écologique d'ici 2030 en mettant en œuvre des mesures d'assainissement. Grâce à l'assainissement des centrales électriques, le régime de charriage des cours d'eau sera amélioré. Notamment, la migration à grande échelle des poissons sera à nouveau possible et l'impact des éclusées sur la flore et la faune des cours d'eau sera considérablement réduit.

Remarque sur la libre migration des poissons : L'OFEV estime qu'il existe, sur toute la Suisse, 101'000 obstacles artificiels à la migration des poissons dans les cours d'eau, d'une hauteur de plus de 50 cm. Dans la plupart des cas, il s'agit de seuils de stabilisation du lit du cours d'eau, et seule une minorité d'entre eux correspond à des seuils dédiés à l'utilisation de la force hydraulique. Ces seuils entravent la migration des poissons. Avec une moyenne de 1.6 obstacle par kilomètre de cours d'eau, la distance moyenne d'écoulement sans obstacle n'est que de 750 m (OFEV, 2009). Ces déficiences indépendantes des centrales hydroélectriques doivent être éliminées dans le cadre

de mesures de revitalisation. L'OFEV estime qu'environ 50'000 obstacles artificiels doivent être assainis.

Lacunes

L'état d'avancement de l'assainissement des débits résiduels n'est disponible que pour la force hydraulique dans son ensemble, et non pas spécifiquement pour la petite hydraulique, car l'OFEV n'a pas fait de distinction dans son enquête menée au début de 2019. En outre, l'état actuel des sites soumis ou non à l'assainissement n'est pas connu, car dans la plupart des cas, il était seulement indiqué si une décision avait été émise ou non au niveau d'une installation. Cependant, comme les cantons sont responsables de l'assainissement des débits résiduels, les informations sur les installations < 10 MW seraient en principe disponibles auprès des services cantonaux de protection des eaux et également accessibles au public. Les cantons devraient être consultés à ce sujet.

Synthèse

En 1991, des exigences relatives aux débits résiduels minimaux ont été définies pour les nouvelles centrales hydroélectriques, tandis que l'assainissement des centrales existantes était exigé. En 2003, l'échéance définie pour 2007 a été reportée à 2012. Aujourd'hui, 87% des prélèvements d'eau nécessitant un assainissement ont été assainis en ce qui concerne les débits résiduels. L'impact des mesures d'assainissement mises en œuvre dépend du caractère économiquement viable de ces mesures, dans chaque cas individuel. En 2011 s'ajoutait un amendement à la loi visant à réduire l'impact écologique de l'hydroélectricité, en limitant ou, dans le cas des installations existantes, en supprimant d'ici 2030, les atteintes importantes en termes d'éclusées, de libre circulation des poissons et de régime de charriage. Dans l'ensemble, l'impact écologique des centrales hydroélectriques existantes a diminué au cours des trois dernières décennies et sera encore réduit d'ici 2030 grâce à la mise en œuvre des mesures d'assainissement.

Sources

- OFEV 2017: Assainissement des débits résiduels selon les art. 80 ss LEaux: état à fin 2016 et évolution depuis fin 2014
- OFEV 2019: Assainissement des débits résiduels selon les art. 80 ss LEaux: état à fin 2018 et évolution depuis fin 2016
- OFEN 2016: Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE)
- FF 1979: Botschaft zu einem Bundesgesetz über den Umweltschutz (USG) vom 31. Oktober 1979, BBl 1979 III 749 (en allemand uniquement) / Message relatif à une Loi fédérale sur la protection de l'environnement (LPE) du 31 octobre 1979, FF (Feuille fédérale) 1979 III 749
- DIANE 1996 : Petites centrales hydrauliques et écologie des eaux, Analyse de la situation, ITECO Ingenieurunternehmung GmbH, OFEN (1996)
- SKAT 2016: Gesamtstatistik Kleinstwasserkraft (< 300 kW) – Untersuchung 2015. Präsentation vom 22. Januar 2016 (en allemand uniquement) / Statistiques globales pour la micro hydroélectricité (< 300 kW) - Enquête 2015. présentation du 22 janvier 2016

- AES 2014: Petite hydraulique, document de connaissances de base, état mars 2014 / AES: Association des entreprises électriques suisses
- Weingartner, Rolf (Ed.) 2016: Wasserkraftnutzung in der Schweiz –Grundlagen, Herausforderungen, Zukunftsszenarien (en allemand uniquement) / L'utilisation de la force hydraulique en Suisse - Bases, défis, scénarios d'avenir. Rapport final du séminaire sur la gestion de l'eau de l'Institut de géographie de l'Université de Berne, semestre d'automne 2015, publication Gewässerkunde n° 662, Berne

3.3 Quelle est l'influence du droit d'eau sur le traitement des impacts à l'écologique des eaux ?

Faits

En Suisse, les collectivités publiques disposent de la souveraineté sur les eaux. Elles accordent aux exploitants de centrales hydroélectriques des droits d'utilisation de l'eau à long terme afin qu'ils puissent amortir leurs investissements sur une période raisonnable. Il s'agit généralement de concessions. En obtenant une concession, le concessionnaire acquiert le droit particulier d'utiliser l'eau, un droit qui ne peut faire l'objet d'une intervention que pour des raisons d'intérêt public et contre indemnisation (CF 2016). Le cadre légal peut être modifié au cours de la durée de la concession, qui peut aller jusqu'à 80 ans. Il en résulte des différences entre les centrales électriques en fonction de la date à laquelle le droit d'eau a été accordé.

Le meilleur exemple est celui des exigences imposées aux centrales électriques quant au débit minimal devant rester dans le cours d'eau court-circuité. Alors que les nouvelles installations sont soumises à des exigences plus strictes (art. 31 ss LEaux), les installations existantes ne doivent procéder à l'assainissement des débits résiduels que dans la mesure où cela est économiquement viable pour l'exploitant, conformément aux dispositions transitoires (art. 80 al. 1 LEaux). Dans des cas prédéfinis tels que les paysages et biotopes inventoriés, les autorités exigent des mesures d'assainissement plus étendues, qui sont prises en charge par le canton et en partie par la Confédération. Toutefois, si, après son expiration, une nouvelle concession est accordée pour une installation existante, les exigences les plus strictes doivent également être respectées.

Un cas particulier est celui des "droits immémoriaux" (ou droit perpétuel ou droit permanent), qui permettent à certains sites d'exploitation de la force hydraulique de longue tradition (par exemple les vieux moulins) d'utiliser l'eau des cours d'eau publics gratuitement et pour une durée illimitée (Müller 2009). Ces droits sont fondés sur un système juridique antérieur à l'introduction de la loi fédérale sur la propriété de 1912, loi qui a réorganisé la propriété. Comme ces droits n'ont "pas de date d'expiration", d'un point de vue juridique, les exigences légales plus strictes sur les débits résiduels minimaux (art. 31 ss LEaux) ne s'appliquent jamais, contrairement aux dispositions transitoires (art. 80, al. 1 LEaux). Selon une autre interprétation juridique, l'utilisation privée d'un bien public pour une durée illimitée n'est pas compatible avec les principes d'un état de droit moderne (Aqua viva 2016). Selon ce point de vue, les droits immémoriaux doivent être convertis en concessions ordinaires. Les organisations environnementales du canton de Zoug, par exemple, ont fait opposition aux centrales de Frauental et de Hammer en 2016 et, dans ce dernier cas, ont obtenu gain de cause devant le Tribunal fédéral en 2019 (ATF 145 II 140). Et de décider que tous les droits immémoriaux devaient être convertis en concessions à la première occasion («bei erster Gelegenheit»). Cela concerne plusieurs centaines d'installations pour toute la Suisse (OFEV, 2019). Toutefois, à l'heure actuelle, on ne sait pas encore comment les cantons vont traiter cette question. Un transfert

des droits immémoriaux en concessions ne serait pas sans conséquences pour les exploitants de centrales hydrauliques. Premièrement, les centrales ayant une concession doivent se conformer à des règles plus strictes concernant les débits résiduels (art. 31 ss LEaux). Deuxièmement, une concession est, contrairement au droit immémorial, limitée à 80 ans (art. 58 LEaux). Et enfin, les droits immémoriaux ne définissent aucune redevance, contrairement aux concessions pour les centrales de plus de 1 MW (art. 49, paragraphe 4 LEaux).

Le tableau ci-après présente les mesures écologiques actuelles en fonction de la date d'émission du droit d'eau. Ainsi, après 2030, toutes les centrales hydrauliques devraient respecter le même standard écologique en ce qui concerne les effets des éclusées, la migration des poissons et le régime de charriage. Ainsi, les principales atteintes devraient être assainies. Dans le cas des débits résiduels, le nombre d'installations se conformant aux dispositions transitoires diminuera régulièrement avec l'expiration des concessions. Les exigences plus strictes concernant le débit résiduel minimal s'appliqueront alors aux nouvelles concessions. Dans le cas particulier des droits immémoriaux, les débits résiduels sont définis conformément aux dispositions transitoires et ce, jusqu'à ce que la concession soit accordée. Avec cet octroi, s'appliqueront alors les exigences des articles 31 ss de la LEaux.

N.	Droits d'eau Année d'émission	Débit résiduel	Effet d'éclusée, migration des poissons, régime de charriage
1	Après 2011	Application des exigences sur le débit résiduel minimal	Toutes les conditions légales doivent être remplies
2	De 1991 à 2011	Application des exigences sur le débit résiduel minimal	Obligation d'assainir d'ici à 2030
3	Avant 1991	Assainissement selon les dispositions transitoires	Obligation d'assainir d'ici à 2030
4	Droit immémorial	Assainissement selon les dispositions transitoires	Obligation d'assainir d'ici à 2030

Tableau 5: Relation entre la date d'émission des droits d'utilisation de l'eau et les impacts environnementaux

Lacunes

Au niveau suisse, il n'existe pas de vue d'ensemble du nombre, de l'âge et de la nature des droits d'eau accordés aux petites centrales hydrauliques. La carte des débits résiduels de l'OFEV, datant de 2007, fournit quelques informations à ce sujet. Cependant, les données n'en sont ni à jour, ni complètes (par exemple, il manque le canton de Neuchâtel). Au niveau de chaque canton, des informations plus récentes sont disponibles. La forme sous laquelle elles doivent être mises à la disposition de l'OFEV n'est pas claire. A noter que l'OFEN fournit dans ses statistiques hydroélectriques des informations sur le type, l'âge et la durée de la concession pour les centrales de plus de 300 kW.

Synthèse

Le droit d'eau accordé au propriétaire de la centrale a un impact sur l'écologie de l'eau. La plupart des centrales hydrauliques pour lesquelles une nouvelle concession a été délivrée après 2011, ont actuellement un impact écologique plus faible que les concessions encore en vigueur accordées avant 1991. Auparavant, les droits d'eau immémoriaux constituaient un cas particulier, dont l'arrêt du Tribunal fédéral (ATF 145 II 140) du 29 mars 2019 a modifié le statut juridique. Les effets de cette mesure sont encore à préciser.

Sources

- Aqua viva 2016: Déclin piscicole en Suisse : où en sommes-nous? Le journal de la protection des eaux, N°2 / 2016
- OFEV 2019: Information der Kantone zu den Auswirkungen des Bundesgerichtsurteils 1C_631/2017 vom 29. März 2019 (BGE 145 II 140) bei Wasserkraftwerken mit ehehaften Wasserrechten (partiellement en français) / Informations des cantons sur les conséquences de l'arrêt du Tribunal fédéral 1C_631/2017 du 29 mars 2019 (ATF 145 II 140) pour les centrales hydrauliques avec droits d'eau immémoriaux / [Lien](#)
- BGE 127 II 69: Arrêt du Tribunal fédéral [Lien](#) (Accès: 01.07.2017)
- BGE 145 II 140: Arrêt du Tribunal fédéral [Lien](#) (Accès 24.03.2020)
- CF 2016: Extension du droit d'utilisation de l'eau par l'avenant à la concession - Rapport du Conseil fédéral en réponse au postulat 12.3223 - «Améliorer l'efficacité des centrales hydrauliques sans obligation de renouvellement de la concession» du 15 mars 2012 du conseiller national Bernhard Guhl
- Luzerner Zeitung 2017: Veraltetes Recht oder legitime Tradition (uniquement en allemand) / Un droit obsolète ou une tradition légitime / Numéro du 2 mai 2017
- Müller 2009: Eingriffe in wohlerworbene Rechte im Kontext aktueller Fragen der Wasserkraftnutzung in der Schweiz (en allemand uniquement)/ Interventions sur les droits bien acquis dans le cadre des questions actuelles d'utilisation de la force hydraulique en Suisse / Georg Müller, Magazine "Eau Energie Air" – 101^{ème} numéro.

3.4 Comment sont financées les mesures d'assainissement écologiques des installations existantes ?

Faits

Les réglementations relatives à l'assainissement écologique des installations existantes et aux droits d'eau, ainsi que leur financement, sont présentées dans le Tableau 6 et détaillées ci-après.

Obligations	Réglementation : date d'entrée en vigueur	Mécanismes de financement
Assainissement des débits résiduels	1991 (Modification de la loi sur la protection de l'eau LEaux)	Dans tous les cas : financement par les exploitants de centrales hydrauliques dans la mesure où c'est économiquement viable Dans des cas particuliers : les pertes dues à des mesures d'assainissement plus importantes, notamment dans le cas de paysages et de biotopes inventoriés, sont financées par les cantons, éventuellement avec la participation de la Confédération.
Assainissement des effets d'éclusées, de la migration des poissons, du régime de charriage	2011 (Modification de la loi sur la protection de l'eau LEaux)	L'indemnisation est financée par l'ensemble des consommateurs d'électricité par le biais d'un supplément de 0.1 ct/kWh sur les coûts de transport des réseaux à haute tension. Les exploitants obligés d'effectuer des travaux d'assainissement seront remboursés de la totalité des

		coûts imputables liés aux mesures, à condition qu'ils remplissent les conditions requises.
Valorisation écologique avec certification sous le label "naturemade star"	1999 (Base de l'association de soutien) Mesures volontaires pour obtenir le label « électricité verte »	Les mesures sont financées par le biais des consommateurs d'électricité labellisée "naturemade star". Pour les centrales hydroélectriques d'une puissance > 100 kW et les turbinages de débits de dotation, l'exploitant doit répondre aux critères de certification «greenhydro» pour obtenir le label et verser 1 ct/kWh dans un fonds destiné à des mesures de revitalisation du bassin versant.

Tableau 6 Obligations, réglementations et mécanismes de financement (OFEV 2016, PWC 2009, FF 1979)

Assainissement des débits résiduels : Les autorités cantonales sont tenues d'assainir les tronçons en aval des prélèvements d'eau dont les débits résiduels sont insuffisants, et d'intervenir dans le droit d'eau de l'exploitant dans la mesure où cela est possible, sans indemnisation de l'exploitant, c'est-à-dire dans la mesure où cela est "économiquement viable" pour l'exploitant. Ainsi, le financement reviendrait uniquement à l'exploitant. Ce n'est que dans le cas de biotopes et de paysages d'une importance particulière, qui figurent dans les inventaires nationaux ou cantonaux (art. 80, al. 2, LEaux) que les cantons et la Confédération doivent financer le débit résiduel supplémentaire. Les cantons ont rencontré des difficultés particulières dans l'application de cette disposition, notamment pour déterminer la "viabilité économique". Selon la jurisprudence récente (arrêt du Tribunal fédéral sur la société Misoxer Kraftwerken AG (2012)), dans le cas-même de conditions d'exploitation relativement défavorables, des pertes de production ou de revenus de 1 à 2 % sont toujours raisonnables. Dans des conditions normales, il faut envisager des pertes allant jusqu'à 5 %, et, dans le cas de très bons revenus et d'installations amorties, la perte peut même être plus élevée (TEC 21 2013).

Effets des éclusées, migration des poissons et régime de charriage: en 2011, la loi sur la protection des eaux (LEaux) a été à nouveau révisée afin d'éliminer d'ici à 2030 les atteintes majeures causées par les installations existantes, en exigeant:

- La réduction des effets des éclusées
- Le rétablissement de la libre migration des poissons
- Des mesures visant à réactiver le régime de charriage

Ce devoir légal plus récent d'assainir les centrales existantes est financé par un supplément systématique sur les coûts du réseau électrique. Les mesures sont donc financées par les consommateurs d'électricité. Avec le supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, environ 50 millions de francs sont disponibles chaque année. Cela représente environ 1 million de francs jusqu'à l'échéance de 2030. Ce montant permet d'indemniser l'assainissement remédiant à la principale atteinte et présentant le meilleur rapport coût-bénéfice.

Valorisation écologique par le label d'électricité verte "naturemade star": Les exploitants peuvent volontairement mettre en œuvre des mesures pour obtenir le label de qualité écologique "naturemade star". Une des conditions d'obtention du certificat est le versement de 1 ct/kWh dans un fonds géré par l'exploitant, fonds qui sert à financer des projets de valorisation écologique dans le bassin versant de la centrale. En fin de compte, les mesures sont financées par le consommateur final qui a volontairement choisi de payer plus cher son électricité. Dans toute la Suisse et actuellement, 72

petites centrales hydrauliques produisant environ 410 GWh/an répondent à des exigences écologiques plus strictes que les centrales sans certification (VUE 2017).

Entre le début de l'année 2000 et la fin de l'année 2015, 77 millions de francs ont été mis à disposition pour des mesures d'amélioration écologiques. Environ la moitié de cette somme a été générée par de petites centrales, l'autre moitié par de grandes centrales hydrauliques. Au cours de la même période, environ 50 % du montant total a déjà été versé pour des mesures, principalement pour la revitalisation et la création de nouveaux plans d'eau. Une autre tranche de 30 % a été réservée à des projets concrets à la fin de 2015 (VUE 2017).

Outre le label "naturemade star", il existe en Suisse d'autres certifications pour l'électricité issue des renouvelables (par exemple naturemade basic, Produkt EE01 et Produkt EE02 de TÜV Süd). «naturemade star» est le seul label qui prescrit le financement d'améliorations écologiques dans le bassin versant de la centrale (VUE 2016).

Le tableau ne présente pas les mesures de compensation écologique dans le cadre de la Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN), car celles-ci ne sont appliquées que dans le cas de nouvelles concessions ou atteintes. Elles sont financées par les exploitants.

Lacunes

Il n'y a pas encore de données disponibles sur les coûts de l'assainissement des débits résiduels, qu'il soit terminé ou en cours. Il en est de même pour ceux de l'assainissement lié aux effets des éclusées, de la libre migration des poissons et du régime de charriage. Toutefois, comme le financement est assuré par le supplément de réseau, les fonds disponibles sont connus et les données seront collectées en continu dans les années à venir.

Synthèse

Les mécanismes de financement des mesures d'assainissement écologique des centrales hydrauliques ont considérablement changé. En principe, l'exploitant doit payer pour l'assainissement des tronçons de cours d'eau dont les débits résiduels sont insuffisants. La dernière obligation légale d'assainir les effets des éclusées, la libre migration des poissons et le régime de charriage est financée par les consommateurs d'électricité moyennant un supplément de 0.1 centime/kWh sur les coûts du réseau. Les mesures volontaires de valorisation écologique sont financées par des productions d'électricité verte certifiées pour lesquelles le consommateur final consent à payer un prix plus élevé.

Sources

OFEV 2016 : Assainissement écologique des centrales hydroélectriques existantes : Financement des mesures requises. Un module de l'aide à l'exécution «Renaturation des eaux». Office fédéral de l'environnement, Berne. Série L'environnement pratique n°1634

OFEV 2017: Assainissement des débits résiduels selon les art. 80 ss LEaux: état à fin 2016 et évolution depuis fin 2014

FF 1979: Botschaft zu einem Bundesgesetz über den Umweltschutz (USG) vom 31. Oktober 1979, BBl 1979 III 749 (en allemand uniquement) / Message relatif à une Loi fédérale sur la protection de l'environnement (LPE) du 31 octobre 1979, FF (Feuille fédérale) 1979 III749

PWC 2009: Green electricity making a difference, an international survey of renewable electricity labels (en anglais uniquement) / L'électricité verte fait la différence, une enquête internationale sur les labels d'électricité renouvelable / PWC: PriceWaterhouseCoopers

Renaturierung der Gewässer, Planung und Umsetzung: Überblick und Stand der Arbeiten (partiellement en français) / Renaturation des eaux, planification et mise en œuvre : aperçu et état d'avancement des travaux / Présentations de Rémy Estoppey (OFEV), Hugo Aschwanden (OFEV), Andreas Knutti (OFEV) / journée technique du 16.11.2015

TEC21 2013: Restwasser: Bundesgericht schafft Klarheit (en allemand uniquement) / Débits résiduels : le Tribunal fédéral crée la clarté / Lukas Denzler, 11/2013.

VUE 2015: Fiche d'information « Fonds et utilisation de l'argent du fonds », Fonds d'amélioration écologique naturemade star pour les cours d'eau / VUE : Verein für umweltgerechte Energie - Association pour une énergie respectueuse de l'environnement / 30.11.2015.

VUE 2016: Comparaison : Certification de l'électricité issue d'énergies renouvelables en Suisse, novembre 2016.

VUE 2017: Schriftliche Auskunft vom 03.07.2017 zum Anteil der KWKW an Einzahlungen in «naturemade star»-Fonds (en allemand uniquement) / Information datée du 03.07.2017 sur la part de la petite hydraulique dans les versements aux fonds «naturemade star».

4 Obligation d'assainissement écologique

4.1 Quels types de centrales électriques pour quelles mesures d'assainissement écologique ?

Faits

En élaborant leur plan stratégique pour l'assainissement écologique de la force hydraulique, les cantons devaient établir jusqu'à fin 2014, un inventaire des centrales existantes. Ce faisant, ils ont identifié les sites ayant une atteinte importante en termes de migration des poissons, d'effets d'écluesées ou de régime de charriage, sites qui sont donc soumis à des mesures d'assainissement. Les aménagements identifiés doivent éliminer les principales atteintes d'ici 2030. L'OFEV a évalué les plans d'assainissement cantonaux (voir Tableau 7). Il convient de noter que ces plans incluent aussi bien les grandes que les petites centrales hydrauliques. Dans le cas des écluesées, les effets négatifs sont principalement dus aux grandes centrales à accumulation des Alpes.

Atteinte	Nombre d'installations inspectées / faisant l'objet de mesures d'assainissement
Migration des poissons	2075 obstacles contrôlés : <ul style="list-style-type: none"> • 677 à assainir pour la montaison • 724 à assainir pour la protection des poissons et/ou la dévalaison
Régime de charriage	Environ 1000 centrales hydrauliques analysées:

	<ul style="list-style-type: none"> • 134 à assainir • 62 en cours d'évaluation finale • 18 libérées de l'obligation d'assainir car non faisable ou non viable économiquement
Effets d'éclusées <i>(surtout pour les grandes centrales hydrauliques)</i>	675 sites contrôlés : <ul style="list-style-type: none"> • 102 à assainir • 17 en cours d'évaluation finale

Tableau 7 Petites et grandes centrales hydrauliques: état des plans cantonaux d'assainissement selon les atteintes (Source: OFEV 2015)

Le tableau ci-dessous indique, pour chaque type de centrale, l'éventuelle obligation d'assainissement et les mesures possibles.

Type de centrales	Eventuelle obligation d'assainir	Mesures possibles
<ul style="list-style-type: none"> • Centrale de dotation • Centrales sur des aménagements hydrauliques 	<ul style="list-style-type: none"> • Dévalaison et protection des poissons 	<ul style="list-style-type: none"> • Grilles fines à l'entrée de la turbine ou parois de guidage comme barrières comportementales • Construction d'une échelle à poissons, installation de turbines respectueuses des poissons et/ou mesures au niveau de l'exploitation des centrales telles que l'ouverture adaptée des barrages pendant la migration
<ul style="list-style-type: none"> • Centrale sans dérivation • Centrales sur des aménagements hydrauliques 	<ul style="list-style-type: none"> • Migration des poissons en garantissant leur protection • Régime de charriage 	<ul style="list-style-type: none"> • Grilles fines à l'entrée de la turbine ou barrières comportementales • Turbines conçues pour respecter les poissons et/ou mesures d'exploitation • Construction de passes pour la montaison et la dévalaison • Ajout de gravier / changement dans le régime de charriage
<ul style="list-style-type: none"> • Centrale d'accumulation (avec dérivation) • Centrale au fil de l'eau (avec dérivation) 	<ul style="list-style-type: none"> • Migration des poissons en garantissant leur protection • Régime de charriage • Effet des éclusées 	<ul style="list-style-type: none"> • Grilles fines à l'entrée de la turbine ou barrières comportementales • Turbines conçues pour respecter les poissons et/ou mesures d'exploitation • Construction de passes à poissons pour la montaison et la dévalaison • Ajout de gravier / changement dans le régime de charriage • Rinçage des retenues en période de hautes eaux • Mesures au niveau de l'exploitation pour limiter les éclusées • Réservoir dédié au marnage ou centrale au fil de l'eau exploitant les éclusées

Tableau 8 Mesures d'assainissement écologique par type de centrale

Dans le cadre du processus de planification stratégique, les cantons ont également évalué la capacité de migration piscicole au niveau des centrales hydrauliques qui disposaient déjà de systèmes avant la révision de la LEaux en 2011. Et de mettre en évidence qu'environ 58 % des aides à la migration piscicole ne remplissent pas leur rôle.

Lacunes

L'OFEV a publié des chiffres globaux sur les installations nécessitant un assainissement. Il n'est donc pas possible d'en tirer une quelconque conclusion propre à la petite hydraulique. Pour ce faire, il serait nécessaire d'évaluer les données pour chaque site.

Synthèse

Dans le cadre de la planification stratégique des cantons, qui s'est achevée en 2014, une enquête a été menée afin d'identifier les centrales hydrauliques impactant significativement les cours d'eau au niveau de la migration piscicole, du régime de charriage et des éclusées (seules les centrales de dérivation sont concernées), et qui doivent donc être assainies. Au niveau de la Suisse entière, on recense environ:

- 100 centrales hydroélectriques provoquant des marnages artificiels
- 700 obstacles à la montaison ou à la dévalaison au niveau de sites hydroélectriques
- 200 centrales hydroélectriques présentant des déficits au niveau du charriage.

Sources

OFEV 2015 Rapport renaturation des eaux suisses: Plans d'assainissement des cantons dès 2015

OFEV 2016 : Assainissement écologique des centrales hydroélectriques existantes : Financement des mesures requises. Un module de l'aide à l'exécution «Renaturation des eaux». Office fédéral de l'environnement, Berne. Série L'environnement pratique n°1634

OFEV 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Finanzierung von Massnahmen zur ökologischen Sanierung der Wasserkraft (en allemand uniquement) / Assainissement écologique de la petite hydraulique ; financement des mesures pour l'assainissement écologique de la force hydraulique, présentation de M. Pfaundler, Atelier Swiss Small Hydro du 27.3.17 St.Gall

4.2 Quelle part des coûts d'assainissement écologique est-elle prise en charge ?

Faits

Les considérations suivantes concernent les mesures d'assainissement écologique visant à limiter les atteintes liées aux effets des éclusées, au régime de charriage et à la migration piscicole. Le propriétaire d'une centrale hydraulique se verra rembourser les frais, pour autant que les conditions suivantes soient remplies :

- La centrale hydraulique existante est soumise à un assainissement obligatoire conformément aux plans stratégiques cantonaux.
- La mesure sera mise en œuvre avant la fin du délai légal d'assainissement, c'est-à-dire avant la fin de 2030.
- La mesure est adaptée, nécessaire et économiquement viable.

- La mesure sera menée selon la procédure économique en vigueur (dans le cadre d'un appel d'offres public pour les travaux du contractant).
- Les coûts correspondent effectivement aux mesures appliquées et sont justifiés directement par la bonne exécution des mesures.

Les coûts sont financés pour toutes les phases, de la sélection et de l'étude du projet à la mise en œuvre, au contrôle de l'impact et, si nécessaire, à la révision. En outre, les coûts des mesures ponctuelles de réalisation et les coûts des mesures d'exploitation récurrentes sont financés. Ces dernières comprennent les pertes de revenus, par exemple en raison du débit supplémentaire d'une échelle à poissons, des rejets d'eau pour les inondations artificielles ou de la baisse de la hauteur de chute résultant de l'installation d'une grille "écologique". L'ordonnance sur l'énergie (OEne) indique les coûts imputables et ceux qui ne le sont pas. Par exemple, les frais d'entretien des installations ou les impôts ne sont pas imputables. De même, les mesures que le propriétaire de la centrale doit prendre pour des raisons techniques ou opérationnelles, par exemple la gestion des matières solides dans le réservoir, ne sont pas imputables.

Lacunes

Les coûts imputables et ceux non-imputables sont clairement définis dans l'aide à l'exécution. Toutefois, il existe une marge d'appréciation pour évaluer la proportionnalité et le rapport coût-efficacité des mesures, ce qui nécessiterait une comparaison entre les autorités cantonales à l'échelle de toute la Suisse.

Synthèse

Les propriétaires d'installations existantes sont remboursés de la totalité des coûts imputables des mesures d'assainissement écologique pendant toutes les phases du projet, sous réserve que certaines conditions soient remplies. Réalisées suite à une obligation d'assainissement, les mesures doivent être économiques, justifiées, et mises en œuvre d'ici 2030. Sont éligibles au remboursement tant les coûts des mesures de construction ponctuelles que les mesures d'exploitation récurrentes entraînant des pertes de recettes.

Sources

OFEV 2016 : Assainissement écologique des centrales hydroélectriques existantes : Financement des mesures requises. Un module de l'aide à l'exécution «Renaturation des eaux». Office fédéral de l'environnement, Berne. Série L'environnement pratique n°1634

OFEV 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Finanzierung von Massnahmen zur ökologischen Sanierung der Wasserkraft (en allemand uniquement) / Assainissement écologique de la petite hydraulique ; financement des mesures pour l'assainissement écologique de la force hydraulique, présentation de M. Pfaundler, Atelier Swiss Small Hydro du 27.3.17 St. Gall

OFEV 2017: Ökologische Sanierung Kleinwasserkraft; Hintergrund, Prozess & aktueller Stand (en allemand uniquement) / Assainissement écologique de la petite hydraulique; contexte, processus et situation actuelle / présentation de M. Pfaundler et M. Huber Gysi, Atelier Swiss Small Hydro du 27.3.17 St. Gall

5 Autres impacts environnementaux

5.1 Quels sont les autres impacts environnementaux de la petite hydraulique par rapport aux sources d'électricité ?

Faits

Pour l'étude et la synthèse des impacts environnementaux globaux et régionaux, des écobilans sont réalisées sur l'ensemble du cycle de vie d'un produit ou d'un service. Il est à noter que l'impact local sur les espèces et les habitats n'est pas inclus dans le bilan (voir Chapitre 3). En Suisse, il existe de bonnes données sur les analyses de cycle de vie de divers systèmes énergétiques (KBOB 2017).

Émissions de gaz à effet de serre

Une comparaison des différentes technologies de production d'électricité montre que l'hydroélectricité est en deuxième position, après l'incinération des ordures, en termes d'émissions de gaz à effet de serre (Figure 6). Cependant, ces émissions varient également beaucoup au sein de chaque technologie énergétique, en raison des caractéristiques du site et des technologies, ainsi que des rendements, des puissances des installations et des propriétés du combustible. L'hydroélectricité comprend tous les types de sites, à l'exception du pompage-turbinage. D'ici 2050, les émissions de CO₂ de la plupart des technologies électriques diminueront à nouveau grâce au développement technique (hormis pour le nucléaire et l'hydroélectricité). Une disponibilité moindre de l'uranium, du gaz naturel et du charbon peut entraîner une augmentation de la pollution au CO₂ dans les centrales électriques correspondantes (PSI 2017).

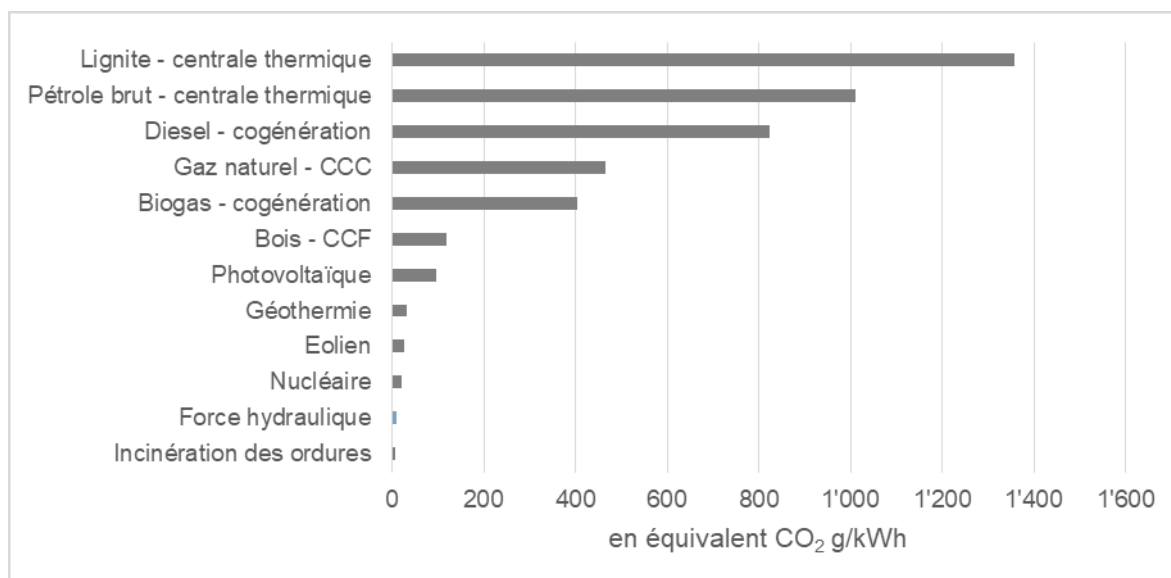


Figure 6: Équivalents CO₂ par kWh produit pour différentes technologies de production d'électricité (CCC = Centrale à cycle combiné ; CCF = Couplage chaleur-force) (KBOB 2017)

Points d'impact environnemental

Également mesurée en termes de points d'impact environnemental (« Umweltbelastungspunkte 2013, UBP-13 »), l'hydroélectricité est l'une des technologies les plus respectueuses de l'environnement (Figure 7). Dans l'ensemble, la situation est similaire à une comparaison par équivalents de CO₂. Cependant, les écobilans ne prennent pas en compte tous les impacts environnementaux, tels ceux liés aux débits résiduels ou au marnage.

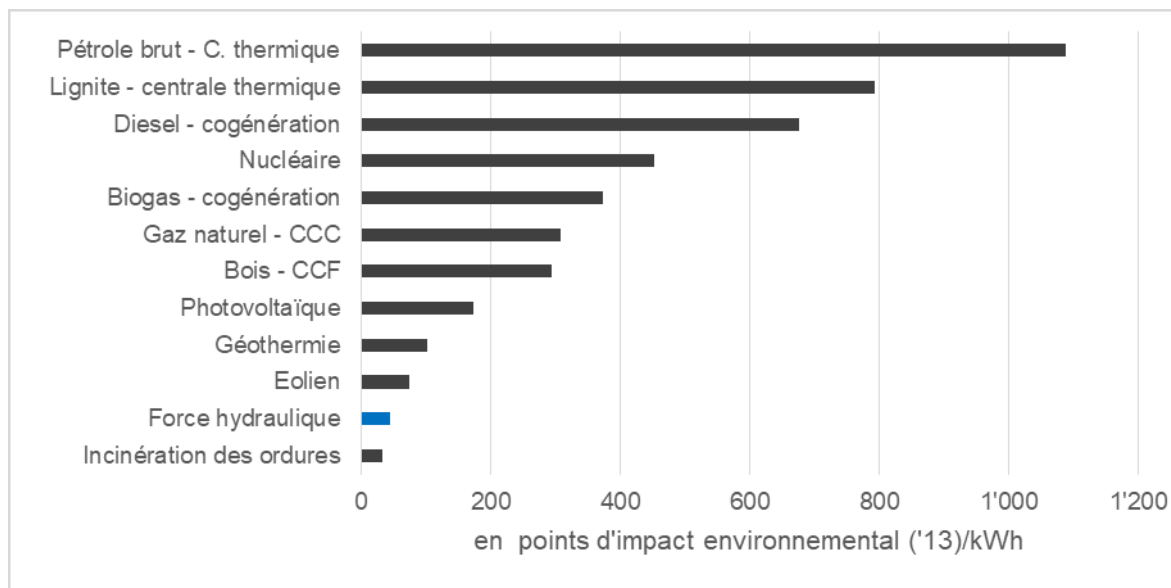


Figure 7: Points d'impact environnemental (UBP-13) par kWh produit pour les différentes technologies de production d'électricité. CCC = Centrale à cycle combiné ; CCF = Couplage chaleur-force) (KBOB 2017)

Taux de retour énergétique (TRE)

Le taux de retour énergétique (TRE) ou Energy Return on Energy Investment (EROI) est le rapport entre l'électricité produite et l'énergie grise investie. Par rapport à toutes les autres technologies de production d'électricité, les centrales hydroélectriques sont de loin les plus performantes. Le TRE des centrales au fil de l'eau est légèrement meilleur que celui des centrales à accumulation. Dans le cas des technologies photovoltaïques et éoliennes, les TRE devraient être améliorés avec les progrès techniques.

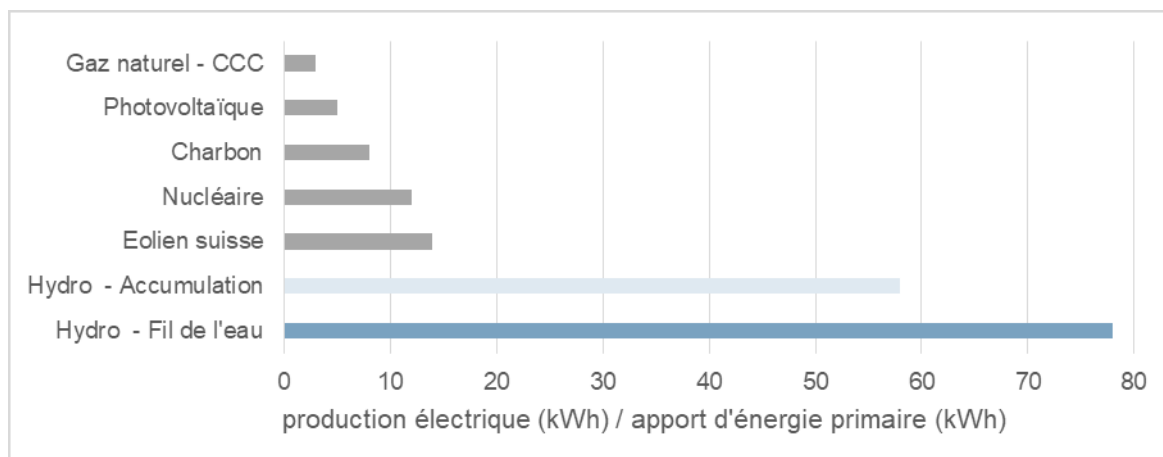


Figure 8: Taux de retour énergétique (TRE) de différentes technologies de production d'électricité : production d'électricité (kWh) relativement à l'apport en énergie primaire (kWh) (CCC = centrale à cycle combiné) (SATW 2018)

Lacunes

Aucune distinction n'est faite entre les impacts environnementaux de la petite hydraulique (définie jusqu'à 10 MW) et ceux de la grande.

Synthèse

Les écobilans prennent en compte l'impact environnemental global et régional d'une technologie, et non pas les impacts locaux sur les espèces et les habitats. La comparaison de ces analyses entre différentes technologies de production d'électricité montre que l'hydroélectricité est l'une des technologies les plus respectueuses de l'environnement en termes d'émissions de gaz à effet de serre, de méthode des points d'impact environnemental et de taux de retour énergétique.

Sources

- KBOB/treeze 2017: Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen (en allemand uniquement) / Caractéristiques environnementales et facteurs d'énergie primaire des systèmes énergétiques
- ESU-services 2012: Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation (en anglais uniquement) / Inventaires du cycle de vie de la production hydroélectrique
- PSI 2017: Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité
- SATW 2018: Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland (en anglais uniquement) / Efficacité énergétique actuelle et future des technologies de production d'électricité en Suisse / Académie suisse des sciences techniques, SATW

6 Rentabilité

La rentabilité des centrales électriques dépend principalement des coûts de production et du modèle de profit. Les centrales électriques utilisant différentes technologies ont accès à différents modèles et les coûts de production varient considérablement.

6.1 Quels sont les coûts de production des petites centrales hydrauliques par rapport aux autres sources d'électricité ?

Faits

Variant considérablement en fonction des caractéristiques du site, du type et de la taille de l'aménagement, les coûts de production des petites centrales hydroélectriques se situent entre 8.6 et 30.4 centimes/kWh (OFEN 2016). La figure suivante compare ces coûts de production avec ceux d'autres technologies :

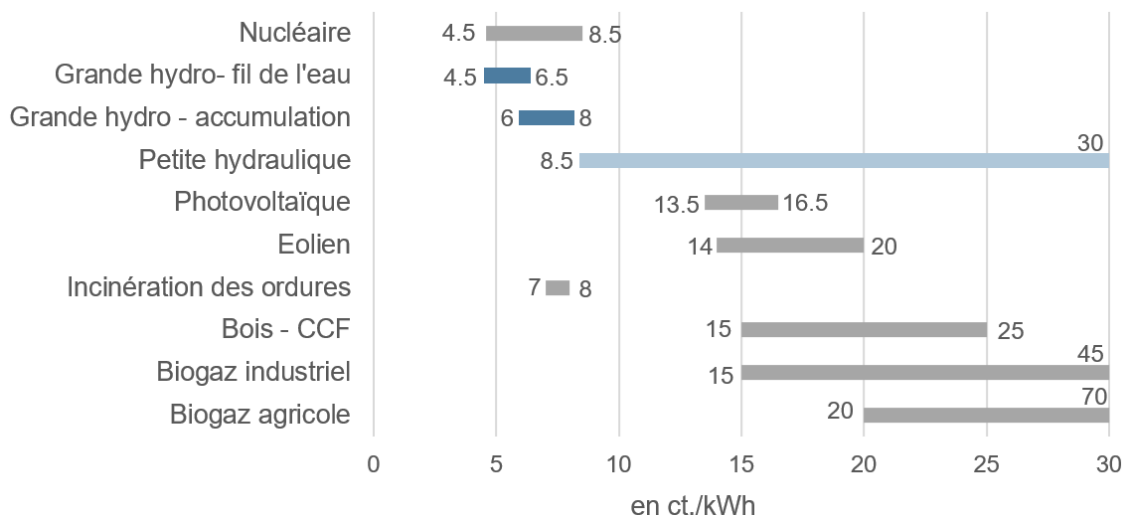


Figure 9: Coûts de production d'un kilowattheure d'électricité à partir de différentes technologies pour la Suisse (Sources: re-resolution.ch 2016, ASAE 2017, OFEN 2016, Swissolar 2017, AES 2015)

Par rapport aux grandes centrales hydrauliques et au nucléaire, les coûts de production des petites centrales hydrauliques sont nettement plus élevés. En comparaison avec d'autres nouvelles énergies renouvelables, aucune conclusion générale ne peut être tirée, car les coûts de production varient considérablement en fonction des technologies utilisées.

Dans les années à venir, les coûts de production de certaines technologies de production d'électricité pourraient évoluer de manière spectaculaire (Figure 10). D'ici 2050, le PSI prévoit une réduction des coûts de production de plus de 40 % pour le photovoltaïque avec la diminution du coût des cellules et des modules, et de plus de 20 % pour l'éolien avec l'augmentation de la production électrique due à l'augmentation de la hauteur des mâts (PSI 2017). Dans le cas des petites centrales hydroélectriques, on peut s'attendre à une augmentation des coûts de production pouvant aller jusqu'à 20 %, les sites les plus intéressants étant déjà exploités (PSI, 2017).

Technologie	Marge de développement			
Grande hydraulique	→	0%		
Petite hydraulique	↗↗	+20%		
Photovoltaïque	↘↘↘	-55%	↘↘	-40%
Eolien	↘↘	-30%		
Bois – Couplage chaleur-force	→	0%	↗↗	+25%
Biogaz agricole	↘↘	-20%	↗	+5%

Figure 10: Hypothèses sur l'évolution des coûts de production d'un kilowattheure d'électricité à partir de différentes technologies de centrales électriques en Suisse jusqu'en 2050 (le cas échéant, la fourchette de l'évolution est indiquée) (PSI 2017)

Lacunes

Les marges ne donnent pas d'informations sur les valeurs moyennes. En d'autres termes, la structure moyenne des coûts en Suisse n'est pas connue.

Synthèse

Par rapport aux grandes centrales hydroélectriques et au nucléaire, les coûts de production des petites centrales hydroélectriques sont nettement plus élevés. En comparaison avec d'autres nouvelles énergies renouvelables, aucune conclusion générale ne peut être tirée. En effet, les coûts de production sont propres à chaque centrale électrique.

Sources

- OFEN 2016: Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC
- PSI 2017: Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité
- re-solution.ch 2016: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz (en allemand uniquement) / La fin de l'énergie nucléaire en Suisse
- Swissolar 2017: Fiche d'information, Electricité solaire / Swissolar, Association suisse des professionnels de l'énergie solaire
- ASAE 2017: Faktenblatt Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft (en allemand uniquement) / Fiche d'information sur l'économie de l'hydroélectricité suisse / Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) / Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV)
- AES 2015: Energie éolienne, document de connaissances de bases / Association des entreprises électriques suisses (AES)

6.2 Quels sont les coûts de production des petites centrales hydroélectriques ?

Faits

Les coûts de production des petites centrales hydroélectriques comprennent les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts d'investissement, les coûts des intérêts ainsi que les taxes (y compris les redevances ou frais de droits d'eau), les impôts et les frais d'assurance. Etant donné la diversité des aménagements électriques, notamment de par leurs sites d'implantation (par exemple l'hydrologie), les structures de coûts peuvent être très différentes d'une centrale à l'autre.

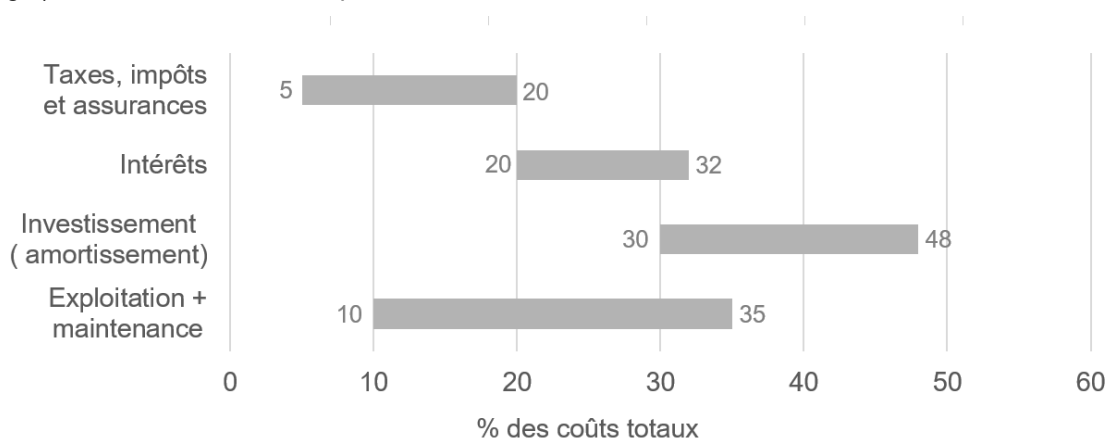


Figure 11: Composition des coûts de production des petites centrales hydroélectriques (OFEN 2016, ASAE 2017)

Dans la plupart des cas, les coûts d'investissement sous forme d'amortissement sont les plus importants (30 à 48 %). Ils comprennent principalement les coûts de l'équipement électromécanique (turbine, générateur, installations électriques, contrôle-commande, etc.) et des ouvrages de génie civil (prises d'eau, conduites forcée, canaux de fuite, etc.) (OFEN 2016).

Les coûts des intérêts ont perdu beaucoup de valeur ces dernières années en raison de la réduction du niveau des taux d'intérêt généraux et représentent maintenant entre 20 et 32 % du total des coûts de production. La part des coûts d'exploitation et de maintenance (10 à 35 %) ainsi que celle des taxes, impôts et assurances varient beaucoup selon les cas (5 à 20 %), mais restent généralement d'une importance significative.

Lacunes

Les marges ne donnent pas d'informations sur les valeurs moyennes. En d'autres termes, la structure moyenne des coûts en Suisse n'est pas connue.

Synthèse

Les coûts de production des petites centrales hydroélectriques se composent des coûts d'exploitation et de maintenance, des coûts d'investissement, des intérêts, ainsi que des coûts liés aux taxes, impôts et assurances. La structure des coûts varie fortement d'un aménagement à l'autre, les coûts d'investissement sous forme d'amortissement étant généralement les plus importants.

Sources

- OFEN 2016: Petites centrales hydrauliques - planification et procédures. Guide pratique pour les maîtres de l'ouvrage
- ASAE 2017: Faktenblatt Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft (en allemand uniquement) / Fiche d'information sur l'économie de l'hydroélectricité suisse / Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) / Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV)

6.3 Quels sont les modèles de revenus existants et quelle est leur rentabilité ?

Faits

Les modèles économiques suivants existent pour les petites centrales hydroélectriques:

Ventes aux consommateurs captifs finaux

Exigences	L'exploitant de la centrale électrique doit avoir ses propres consommateurs captifs finaux.
Biens vendus	L'électricité est vendue à des consommateurs captifs finaux. La garantie d'origine (GO) peut être vendue avec l'électricité aux consommateurs captifs finaux ou séparément.
Combinaison	Si l'électricité est vendue à des consommateurs captifs finaux, des contributions d'investissement peuvent être demandées en cas d'agrandissement ou de rénovation notables de la centrale. Si la GO n'est pas vendue aux consommateurs captifs, elle peut être vendue séparément via le système de rétribution à l'injection ou sur le marché.
Gains actuels	Des tarifs qui, en termes de part de production propre dans l'offre, couvrent à la fois les coûts et permettent de réaliser un bénéfice raisonnable. Le taux d'intérêt calculé du capital investi dans le réseau électrique, ou WACC (Weighted Average Cost of Capital, en anglais), est fixé chaque année par le DETEC sur la base du calcul de l'OFEN et après avoir consulté l'EICom.
Rentabilité actuelle	Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour la production a été fixé à 3.83 % (en 2020). La viabilité économique est donnée par la jurisprudence (OFEN 2020).

Consommation propre (pour les consommateurs d'électricité individuels et les regroupements de consommateurs - RCE)⁵

Exigences	Aucune exigence pour les consommateurs individuels. Les conditions suivantes s'appliquent pour la reconnaissance d'un RCE : les propriétés des consommateurs d'énergie doivent être adjacentes les unes aux autres, le réseau du gestionnaire de réseau ne peut pas être utilisé, la puissance électrique de l'installation doit être au moins égale à 10 % de la puissance de raccordement.
Biens vendus	L'électricité et la GO peuvent toutes deux être indépendamment utilisées pour la consommation propre.
Combinaison	Si l'électricité et la GO n'ont pas été utilisées pour la consommation propre, elles peuvent être vendues sur le marché libre. Si l'électricité est utilisée pour la consommation propre, des contributions d'investissement peuvent être demandées pour des agrandissements et des rénovations notables.
Gains actuels	Les gains correspondent aux coûts évités sur l'achat d'électricité, c'est-à-dire des coûts liés à la consommation d'électricité, mais également ceux liés à l'utilisation du réseau ainsi que des taxes.
Rentabilité actuelle	Dépend des coûts de production de la centrale électrique et des coûts évités pour l'achat d'électricité.

Marché libre

Exigences	Aucune exigence
Biens vendus	L'électricité et la GO peuvent être vendues indépendamment sur le marché libre.
Combinaison	Si l'électricité est vendue au tarif FFS (Frais de financement supplémentaire), la GO peut être vendue sur le marché libre. Si l'électricité est vendue sur le marché libre, des contributions supplémentaires aux investissements peuvent être demandées pour un agrandissement ou une rénovation notable.
Gains actuels	L'électricité et la GO peuvent être vendues via des bourses mais aussi directement à des acheteurs. Les prix de l'électricité de ruban sur le marché de gros suisse se situaient entre € 38 et 60 /MWh pour les années 2010 à 2019.
Rentabilité actuelle	La viabilité économique d'une centrale électrique dépend fondamentalement des revenus obtenus et des coûts de production de la centrale. Les revenus ainsi que les coûts de production peuvent varier considérablement d'un cas à l'autre. Dans la situation actuelle du marché (2020), les coûts de production ne peuvent généralement pas être couverts par les revenus obtenus sur le marché.

⁵ Selon les articles 16 à 18 de la loi sur l'énergie, LEnE, plusieurs consommateurs d'électricité peuvent s'associer pour former un regroupement de consommateurs d'électricité (RCE)

Système de rétribution à l'injection (SRI) (à partir du 01.01.2018 et jusqu'au 31.12.2022)

Exigences	Les nouvelles centrales, c'est-à-dire les centrales mises en service après le 1 ^{er} janvier 2013 et d'une puissance comprise entre 1 et 10 MW, et les centrales hydroélectriques liées à des réseaux d'eau potable ou de traitement des eaux usées, même si leur puissance est inférieure à 1 MW, peuvent participer au système de rétribution à l'injection. En outre, le Conseil fédéral peut prévoir des exceptions ⁶ à cette limite inférieure pour d'autres centrales hydroélectriques, à condition qu'elles soient situées dans des cours d'eau déjà utilisés ou qu'elles n'entraînent pas de nouveaux impacts sur les cours d'eau.
Biens vendus	La GO est compensée par la prime d'injection. Depuis le 01.01.2020, l'électricité doit être commercialisée directement pour les installations réhabilitées > 500 kW _{br} et pour les nouvelles installations > 100 kW _{br} .
Combinaison	L'électricité peut être vendue sur le marché libre ou à des consommateurs finaux captifs. Pour les petites installations, une société de commercialisation directe est généralement mandatée.
Résultats actuels	La prime d'injection est la différence entre le taux de rémunération et le prix de référence du marché. Le taux de rémunération, fixé par l'OFEN, est basé sur les coûts de revient d'installations de référence et rentables à long terme, qui sont pertinents lors de la mise en service d'une installation. Cela signifie que si, par exemple, le taux de rémunération est de 28 ct/kWh et que le prix de référence du marché est de 5 ct/kWh, la prime d'injection est de 23 ct/kWh.
Rentabilité actuelle	La rentabilité de chaque centrale dépend de ses coûts de production individuels et de ses recettes totales (prime d'injection et recettes de la production). La prime d'injection et le produit de la vente de l'électricité couvrent essentiellement les coûts de production (y compris les coûts d'investissement) d'une centrale de référence. Cela signifie que la plupart des centrales qui bénéficient d'un tarif de rachat peuvent être exploitées de manière économique.

⁶ OEnER (RS 730.03 du 1er novembre 2017 (Etat le 1er janvier 2020)) Art. 9 Exceptions à la limite inférieure: les centrales de dotation, les installations sur canaux d'évacuation des crues artificiels, canaux industriels et canaux de dérivation ou canaux de fuite existants pour autant qu'il n'en résulte aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique; les installations d'exploitation accessoire – sur des réseaux d'irrigation, d'enneigement ou utilisant l'eau des tunnels.

Contributions à l'investissement (à partir du 01.01.2018)

Exigences	Les exploitants d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW peuvent demander des contributions à l'investissement pour les agrandissements ou les rénovations notables qui ont été réalisés après le 1 ^{er} janvier 2013. Les installations liées à un réseau d'eau potable ou d'eaux usées, ainsi que les installations situées dans des cours d'eau déjà utilisés ou n'impliquant pas de nouvelles interventions sur les cours d'eau naturels, bénéficient également de contributions si elles sont inférieures à 300 kW.
Biens vendus	Les contributions à l'investissement sont versées indépendamment de la vente de l'électricité ou de la GO.
Combinaison	La demande pour une contribution à l'investissement peut être combinée avec les variantes de commercialisation de l'électricité suivantes : consommation propre, vente à des consommateurs finaux captifs ou sur le marché libre.
Résultats actuels	Les contributions à l'investissement pour les petites centrales hydroélectriques (puissance < 10 MW) s'élèvent à un maximum de 60 % des coûts d'investissement admissibles (pour ce qui concerne les agrandissements notables ; pour les rénovations notables, le taux maximal est de 40%).
Rentabilité actuelle	La rentabilité de chaque centrale dépend de ses coûts de production individuels et de ses recettes totales.

Rétribution à prix coûtant (RPC) (jusqu'au 31.12.2017)

Exigences	La petite centrale hydraulique doit avoir été mise en service, ou notablement agrandie ou notablement rénovée après le 1 ^{er} janvier 2006.
Biens vendus	La RPC rémunère à la fois l'électricité et la GO.
Combinaison	Aucun revenu supplémentaire ne peut être généré par d'autres modèles de revenu.
Résultats actuels	Le Conseil fédéral fixe les taux de rémunération et les actualise régulièrement aux coûts de production pratiqués. Le taux est plus bas pour les cours d'eau naturels, ce qui incite à utiliser les cours d'eau déjà canalisés. Bien que les coûts soient généralement nettement inférieurs dans le cas des installations de catégorie 2 ⁷ , la compensation maximale est plus élevée ⁸ . La rémunération maximale pour la première catégorie

⁷ OEn RS 730.01 Etat du 1er janvier 2017 différencie en catégorie 1: cours d'eau naturels et en catégorie 2: installations sur des parties de cours d'eau déjà utilisées (centrales de dotation et centrales hydrauliques sur canaux de fuite) ainsi qu'installations d'exploitation accessoire, telles qu'installations d'alimentation en eau potable, installations d'évacuation et d'épuration des eaux, et centrales hydrauliques sur l'eau d'irrigation ou centrales électriques en relation avec des installations d'enneigement ou avec l'utilisation de l'eau des tunnels.

⁸ OEn RS 730.01 Etat du 1er janvier 2017 annexe 1.1 chiffre 3 : Le taux de rétribution maximum de la catégorie 1 est de 22.1 Rp./kWh, celui de la catégorie 2 est de 38 Rp./kWh en cas de mise en service à partir du 1er janvier 2014 (avant 2014 : 35 Rp./kWh).

est de 22.1 ct/kWh, et pour la deuxième catégorie de 32.4 ct/kWh (OEneR annexe 1.1 point 2.5).

Les taux de rémunération se composent d'une rétribution de base, d'un éventuel bonus de niveau de pression et d'un éventuel bonus d'aménagement des eaux. Pour des raisons d'acceptation, la rémunération des installations de catégorie 1 a été plafonnée et ne couvre donc plus toujours les coûts d'une centrale de référence.

Rentabilité actuelle	La rentabilité de chaque centrale dépend de ses coûts de production individuels. Les tarifs RPC couvrent généralement les coûts de revient (y compris les coûts du capital) d'une installation de référence. Cela signifie que la plupart des installations recevant la RPC peuvent être exploitées de manière économique.
----------------------	--

Financement des frais supplémentaires (FFS)

Exigences	Petites centrales hydroélectriques mises en service avant le 1 ^{er} janvier 2006, d'une puissance brute maximale de 1 MW. L'électricité doit avoir été produite par des producteurs indépendants. Un contrat doit être établi entre le gestionnaire de réseau et le producteur indépendant.
Biens vendus	Le FFS rémunère l'électricité.
Combinaison	Le FFS peut être vendu séparément ou utilisé pour un usage personnel.
Résultats actuels	rétribution annuelle moyenne de 15 ct/ kWh (ou 16 ct./kWh pour les installations qui ont été mises en service entre 1992 et 1999.
Rentabilité actuelle	La rentabilité de chaque centrale dépend de ses coûts de production individuels.

Lacunes

Aucune lacune à signaler.

Synthèse

Modèle économique	Exigences	Possible à partir de 2018 ?	Rentabilité
Vente aux consommateurs captifs	Consommateurs captifs finaux	Oui	☺: La base juridique permet de générer un retour sur investissement approprié. Selon l'EICOM, le WACC se situe actuellement à 3.8 %.
Consommation propre	Aucune pour les consommateurs individuels, RCE: voir ci-dessus	Oui	☺ / ☹: Dépend dans chaque cas des coûts de production de la centrale et des économies sur l'achat d'électricité.
Marché libre	Aucune	Oui	☹: En raison de la situation actuelle des prix, les bénéfices ne sont généralement pas possibles, pour plus de détails, voir ci-dessus.
Système de rétribution à l'injection (SRI)	Oui, cf. ci-dessus	Oui ⁹	☺ / ☹: Dans certains cas, en fonction des coûts de production et des recettes totales, l'installation de référence servant de base à la détermination du taux de rémunération peut être exploitée de manière économique.
Contribution à l'investissement		Oui	☺ / ☹: En fonction des recettes totales et des coûts de production.
Rétribution à prix coûtant (RPC)		Non	☺ / ☹: Dépend des coûts de production dans chaque cas ; l'installation de référence utilisée comme base pour déterminer le taux de rémunération peut être exploitée de manière économique
Financement des frais supplémentaires (FFS)		Non	☺ / ☹: Si les coûts de production sont inférieurs à 15 ct/kWh – ou 16 ct/kWh - (prix de vente de l'électricité), un bénéfice peut être réalisé.

Sources

- OFEN 2017 : Documentation d'ensemble Petite hydraulique, Module III – Aspects économiques
- OFEN 2020 : Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé conformément à l'art. 13, al. 3, let. b, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) pour l'année tarifaire 2021. [Lien](#) (21.12.2020)

⁹ Bien que le système de rétribution à l'injection n'expire pas avant 2023 (art. 38 de la loi sur l'énergie), toutes les subventions ont déjà été engagées et il n'y a pas de possibilité de contribution financière pour les nouvelles usines [communiqué de presse OFEN 22.10.2019](#)

7 Mesures d'encouragement

7.1 Comment la petite hydroélectricité est-elle soutenue ?

Faits

L'un des objectifs de la loi suisse sur l'énergie est le passage à un approvisionnement énergétique davantage basé sur l'utilisation d'énergies renouvelables, en particulier les énergies renouvelables indigènes (LEne, art. 1). Tout comme les autres énergies renouvelables, l'hydroélectricité doit se développer, notamment pour atteindre une contribution annuelle moyenne de 37'400 GWh d'ici 2035 et de 38'600 GWh d'ici 2050 (LEne art. 2 + CF 2013). Si aucun objectif n'est spécifiquement défini pour la petite hydraulique, il n'en reste pas moins que l'objectif global ne pourra être atteint qu'en considérant les potentiels de la grande et de la petite hydroélectricité.

C'est pourquoi des mesures d'encouragement ont été définies pour la petite hydroélectricité. Les nouvelles installations en cours d'eau entre 1 et 10 MW ainsi que les nouvelles centrales d'exploitation accessoire et toutes nouvelles installations sans impact négatif sur l'environnement bénéficient du système de rétribution à l'injection, c'est-à-dire d'un tarif de reprise glissant, et ce, pendant 15 ans. Ce tarif est conçu de manière à ce qu'avec les revenus de la commercialisation de l'électricité injectée sur le réseau, le revenu total couvre les coûts. Les propriétaires reçoivent une rémunération de base en fonction de la puissance, un bonus de niveau de pression en fonction de la hauteur de la chute et un bonus d'aménagement des eaux si ce type d'ouvrages représente une part notable de l'investissement global. En principe, les centrales de moins de 1 MW en cours d'eau ne bénéficient pas de rétributions à l'injection, mais il existe des exceptions pour les centrales à faible impact environnemental. 2019 était la dernière année où de nouvelles installations ont été incluses dans le système de rétribution à l'injection.

Depuis 2018, les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes sont subventionnés par des contributions à l'investissement, à condition qu'ils n'impliquent pas de coûts supplémentaires amortissables ; les agrandissements avec un maximum de 60 % des investissements imputables, les rénovations avec un maximum de 40 %.

Ces mesures sont également financées par un supplément sur les coûts du réseau. Ainsi, les consommateurs d'électricité paient pour le développement de la petite hydroélectricité.

En plus du soutien financier direct, la production d'électricité d'origine renouvelable est encouragée en veillant à ce qu'elle réponde à un intérêt national et en allégeant/raccourcissant les procédures d'approbation et les périodes d'évaluation. Par exemple, la loi révisée sur l'énergie donne un délai aux commissions et aux agences spécialisées dans la protection de la nature, du patrimoine ou la préservation des monuments, pour soumettre leurs avis.

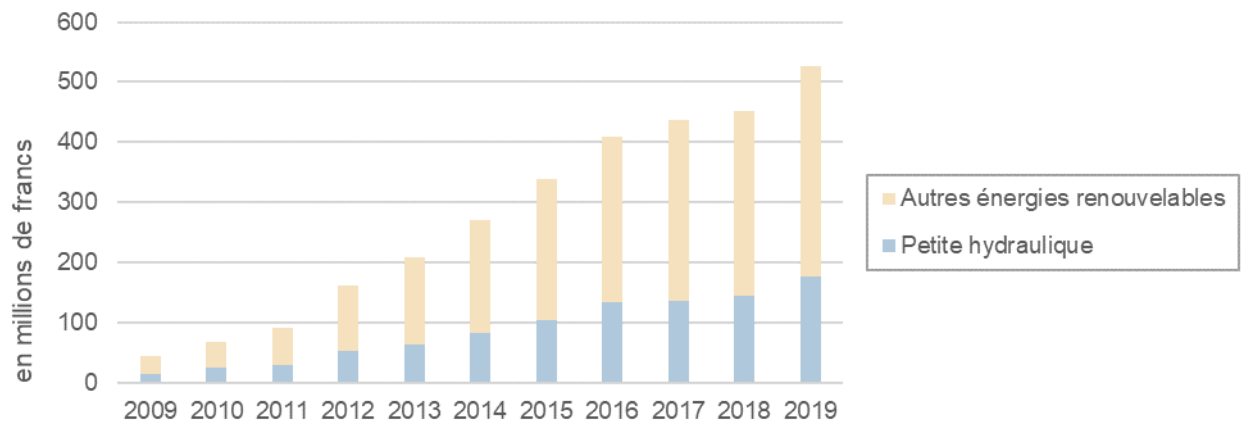


Figure 12: Financement des nouvelles énergies renouvelables via le fonds RPC pour les années 2009 à 2019 (source: Fondation RPC 2010 à 2019 et Pronovo 2020b, avec, pour 2009, un soutien rétroactif pour les mises en service à partir de 2006)

La Figure 12 montre le financement des énergies renouvelables via le supplément sur les coûts de transport depuis le début des mesures en 2009. Les "autres énergies renouvelables" comprennent le photovoltaïque, l'éolien et la biomasse (biogaz, déchets de biomasse, gaz des stations d'épuration des eaux usées, bois) ; aucune centrale géothermique n'ayant encore été mise en service. Avec le nombre croissant d'installations en Suisse et la baisse simultanée des prix du marché, les mesures d'encouragement ont fortement augmenté ces dernières années. Jusqu'en 2019 inclus, la petite hydroélectricité a bénéficié d'un financement total de 964 millions de francs, ce qui représentait alors 30% du soutien total. Il convient de noter que ce chiffre n'inclut ni les mesures d'encouragement du photovoltaïque par le biais de la rétribution unique ni l'encouragement de l'hydroélectricité ni de la biomasse par le biais des contributions à l'investissement.

A l'avenir, la part des petites centrales hydroélectriques devrait baisser (Figure 13). Ainsi, au 3^{ème} trimestre de 2020, les centrales ayant acquis une décision de contribution positive mais qui n'ont pas encore été mises en service, représenteraient 17 % de la rémunération annuelle. Une tendance similaire se dégage pour la biomasse, avec une part de financement prévue à la baisse. Le photovoltaïque ne joue aucun rôle dans les décisions positives. L'énergie éolienne a le plus grand nombre de décisions positives, ce qui s'explique notamment par la durée des projets. Toutefois, l'estimation de ces parts n'est que très approximative. Toutes les installations ayant obtenu des décisions positives ne seront pas construites. Le nombre d'années de financement varie en fonction de la technologie.

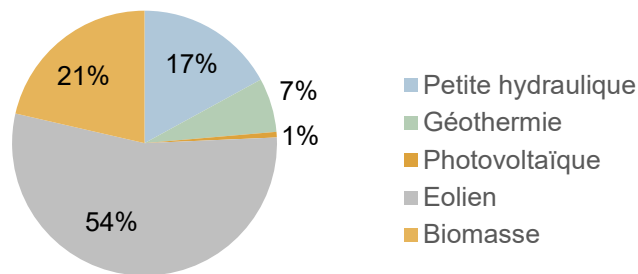


Figure 13: Part de l'hydroélectricité (en bleu) pour les installations ayant acquis une décision positive, mais qui ne sont pas encore en service. La répartition ne se base pas sur le nombre d'installations, mais sur leurs rétributions annuelles. (Source: Pronovo 20120a)

Lacunes

Il n'y a pas de lacunes significatives.

Synthèse

Les nouvelles installations ont été subventionnées par le biais de la rétribution, tandis que les agrandissements et les rénovations notables ont droit à des contributions à l'investissement depuis 2018. Cette aide est financée par un supplément sur les coûts du réseau pour les consommateurs d'électricité. Jusqu'en 2018 inclus, la petite hydroélectricité a été subventionnée à hauteur de 790 millions de francs, ce qui représente un peu plus de 30% de la promotion totale. En outre, le développement des énergies renouvelables, dont la petite hydraulique, est promu par l'allègement et le raccourcissement des procédures d'autorisation cantonales et des délais d'évaluation.

Sources

- CF 2013: Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision de la Loi sur l'énergie, LEne) (CF : conseil fédéral)
- LEne: Loi sur l'énergie du 30 septembre 2016
- Pronovo 2020a: Pronovo-Cockpit 3^{ème} trimestre 20120, Etat au 23 octobre 2020
- Pronovo 2020b : Système de Rétribution de l'Injection Financement des Frais Supplémentaires Rapport annuel 2019
- Fondation RPC 2010 bis 2018: Rapports annuels de 2009 à 2017

7.2 Quel est le rapport coût-efficacité des mesures d'encouragement?

Faits

Jusqu'en 2019 inclus, la rétribution à prix coûtant a été l'instrument des mesures d'encouragement pour la petite hydroélectricité, avec un prix moyen de 10 ct/kWh (financement en plus du prix du marché afin d'obtenir un taux de rémunération garanti). En comparaison, le photovoltaïque était rémunéré à hauteur de 31 ct/kWh, l'éolien, à 14 ct/kWh et l'électricité issue de la biomasse à 14

ct/kWh (Fondation RPC 2010 à 2018 et Pronovo 2020b). Alors que les rétributions pour la plupart des technologies sont restées relativement constantes, celles pour le photovoltaïque ont fortement diminué au fil des années. Le photovoltaïque est en outre rémunéré par le biais de la rétribution unique. Dans ce cas, la rémunération s'élève à environ 4 ct/kWh sur la base d'une durée de vie supposée de 25 ans. Par rapport aux autres nouvelles énergies renouvelables, la petite hydroélectricité semble avoir l'un des meilleurs rapports coût/efficacité. Toutefois, la comparaison sous cette forme est trompeuse. En effet, la RPC pour le photovoltaïque, l'éolien et la biomasse rémunère uniquement la production supplémentaire. En revanche, pour les petites centrales hydrauliques pour lesquelles la réhabilitation entraîne un gain de production d'au moins 20%, ce n'est pas seulement la production supplémentaire, mais la production totale qui est rémunéré au prix coûtant jusqu'à 2018. Les coûts des mesures d'encouragement de la production supplémentaire seraient proportionnellement plus élevés. Inversement, ces coûts seraient moins élevés si l'on tenait compte de la durée de vie plus longue des petites centrales hydroélectriques par rapport aux autres technologies. Une comparaison correcte des coûts de production n'est donc pas possible sans données et calculs supplémentaires. Depuis 2018, seules les nouvelles installations peuvent bénéficier de la rétribution d'injection.

La rétribution pour la petite hydroélectricité est passée de 8 ct/kWh en 2009 à 12 ct/kWh en 2016 pour retomber à 10 ct/kWh à partir de 2017. L'augmentation est due au fait que le prix du marché de l'électricité a baissé ces dernières années et que, par conséquent, la différence à payer par rapport à la rémunération totale a augmenté.

Lacunes

Bien que les coûts des mesures d'encouragement puissent être facilement présentés, ils ne permettent pas une comparaison appropriée entre les technologies. Une lacune importante : on ne publie pas, pour la production d'électricité subventionnée, la proportion de production supplémentaire par rapport à celle de base. De plus, il conviendrait de connaître pendant combien d'années ces parts de financement ont été versées, afin d'inclure la longévité dans la comparaison.

Les prochaines analyses seront quelque peu complexes face à la multiplication des sources de données (contributions à l'investissement des grandes et petites centrales hydroélectriques et de la biomasse ainsi que des primes de marché destinées à la grande hydraulique).

Synthèse

La petite hydroélectricité a été financée jusqu'en 2019 inclus à hauteur de 10 ct/kWh en moyenne. Pour diverses raisons, une comparaison correcte avec les autres technologies n'est pas possible sans données et calculs supplémentaires.

Sources

- Fondation RPC 2010 bis 2018: Rapports annuels de 2009 à 2017
- Fondation RPC 2017: Cockpit-RU 4^{ème} trimestre 2016, état au 3 janvier 2017
- Pronovo 2020b : Système de Rétribution de l'Injection Financement des Frais Supplémentaires Rapport annuel 2019

8 Avantage économique

8.1 Quelle est la valeur ajoutée de la petite hydroélectricité ?

Faits

L'importance économique des énergies renouvelables pour l'année 2010 a fait l'objet d'une étude (OFEN/EBP 2013). Des chiffres clés ont également été calculés spécifiquement pour les petites centrales hydroélectriques.

En 2010, les dépenses totales pour la construction et l'exploitation d'installations d'énergie renouvelable en Suisse se sont élevées à 7.3 milliards de francs. Les grandes centrales hydrauliques, les systèmes de chauffage au bois et les pompes à chaleur représentent ensemble les trois quarts des dépenses, tandis que les petites centrales hydrauliques occupent la cinquième place, avec 642 millions de francs, soit 9 %, juste derrière l'énergie solaire (voir Figure 14).

Environ un tiers des dépenses pour l'ensemble des énergies renouvelables consistait en une valeur ajoutée directe par les exploitants des centrales (voir colonne de gauche dans la Figure 15). Deux cinquièmes des dépenses ont été consacrées aux biens et services fournis par le secteur suisse des énergies renouvelables pour la construction et l'exploitation des installations. Une petite partie était constituée d'intrants fournis par le reste de l'économie, tels que les services bancaires et d'assurance. Les 15 % restants ont été importés de l'étranger, comme des éoliennes et une grande partie des modules solaires installés. Il convient de noter que les entreprises suisses produisent et exportent également des biens destinés à des aménagements à l'étranger. En 2010, la valeur des exportations s'est élevée à 3.2 milliards de francs. Les exportations et les marchandises destinées au marché intérieur représentaient chacune la moitié de la production.

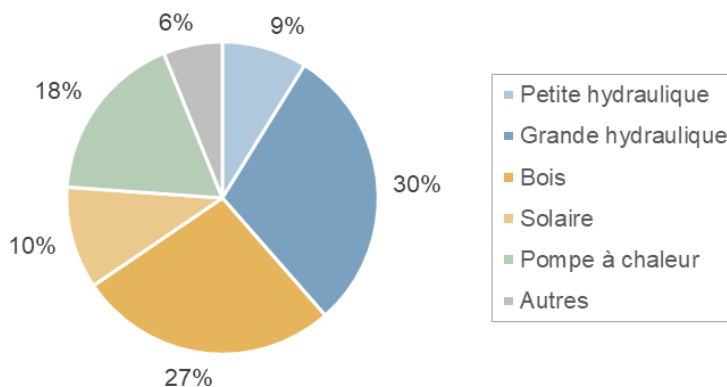


Figure 14: Dépenses pour l'utilisation des énergies renouvelables en Suisse en 2010. Les "autres" technologies comprennent les installations de biogaz, l'incinération des ordures et l'éolien (OFEN/EBP 2013).

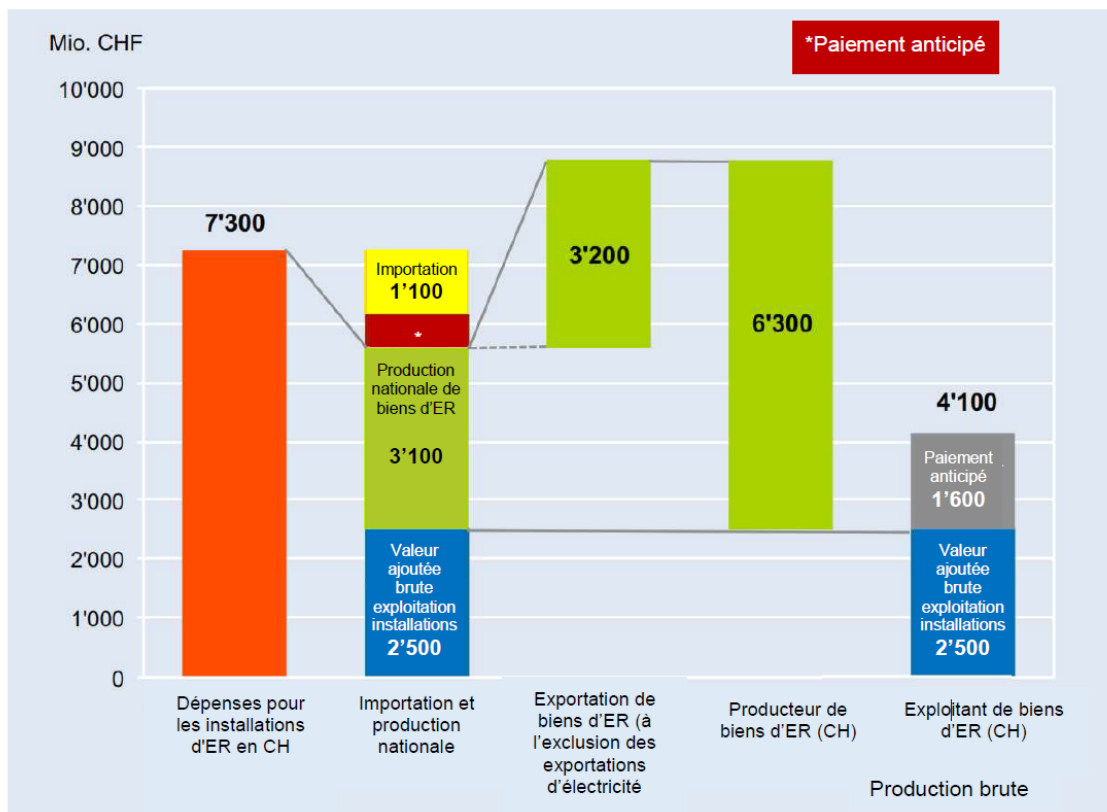


Figure 15: Corrélation entre les dépenses pour les installations d'énergies renouvelables (ER) et la valeur ajoutée brute (VAB) du secteur suisse des ER, 2010 (OFEN/EBP 2013).

Des modèles d'entrées-sorties ont été utilisés pour estimer la valeur ajoutée à partir de ces chiffres clés. Le secteur des énergies renouvelables a réalisé une valeur ajoutée brute directe de 4.8 millions de francs en 2010, soit 0.9 % du PIB de la Suisse. Cette activité a été générée par 22'800 employés (0.6 % de l'emploi total en Suisse).

La Figure 16 sur la répartition par source d'énergie montre qu'en 2010, la grande hydroélectricité représentait la plus grande part de la valeur ajoutée brute du secteur (1.8 milliard de francs), soit 38 %. La petite hydroélectricité a contribué à hauteur de 10 % environ (0.5 milliard de francs). En termes d'emploi, la contribution de la petite hydroélectricité est très faible, avec 4 % (un peu moins de 1'000 équivalents temps plein).

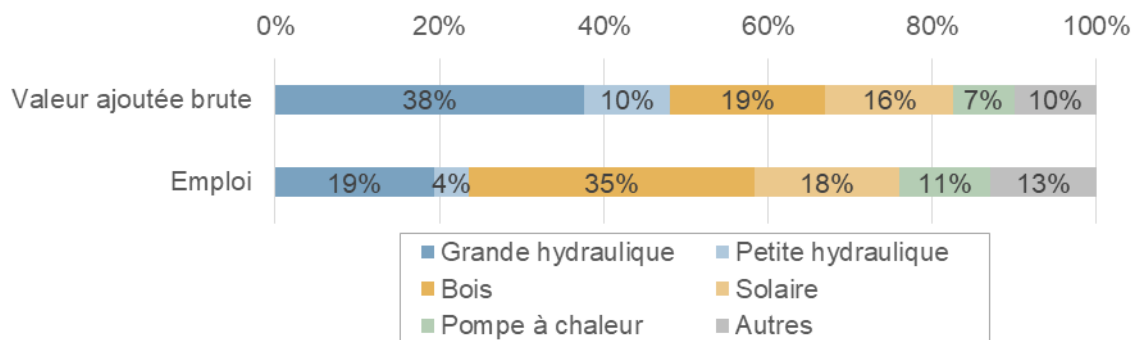


Figure 16: Valeur ajoutée brute directe et emploi dans le secteur des énergies renouvelables en Suisse en 2010. Les "autres" technologies comprennent les installations de biogaz, l'incinération des ordures et l'éolien. (Base : OFEN/EBP 2013).

En plus de la valeur ajoutée, l'hydroélectricité fournit souvent des services qui ne sont pas payés par les communes où sont implantées les centrales, tels que l'énergie gratuite, l'entretien des routes d'accès et l'exploitation des remontées mécaniques.

Lacunes

- Données actuelles : Les données sont disponibles pour l'année 2010. Aucune analyse plus récente n'est connue, malgré les nombreux changements intervenus depuis lors sur le marché très dynamique des énergies renouvelables.
- Une résolution géographique plus fine : Pour la même année de référence, 2010, des analyses cantonales ont été effectuées à Berne, en Thurgovie, à Schaffhouse, en Argovie et à Soleure. Comme prévu, elles montrent également que la contribution de la petite hydraulique varie considérablement d'une région à l'autre. Aucune donnée sur les autres cantons et aucun chiffre plus récent.

Synthèse

En 2010, la petite hydraulique a correspondu à une dépense de 642 millions de francs, soit un peu moins de 10 % des dépenses en énergies renouvelables en Suisse. La petite hydroélectricité a contribué à environ 10 % de la valeur ajoutée brute directe des énergies renouvelables. Elle se situe donc à peu près à la médiane des technologies étudiées (derrière la grande hydraulique, le bois et le solaire, mais devant les pompes à chaleur, le biogaz, les déchets et l'éolien). Avec 4 %, elle contribue très peu à l'emploi, se trouvant uniquement devant l'éolien et le biogaz.

Sources

- OFEN/EBP 2013: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz / Importance économique des énergies renouvelables en Suisse (en allemand uniquement)
- Conseil exécutif de Berne / Rütter + Partner 2012 : Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien / Importance économique des énergies renouvelables. Rapport du Conseil exécutif au Grand Conseil du 4 juillet 2012 (en allemand uniquement)
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Aargau. Schlussbericht. Im Auftrag der Departemente «Bau, Verkehr und Umwelt» und «Volkswirtschaft und Inneres» des Kantons Aargau / Importance économique des énergies renouvelables dans le canton d'Argovie. Rapport final. Commandée par les départements "Construction, transports et environnement" et "Affaires économiques et intérieures" du canton d'Argovie. 62 pages. (en allemand uniquement).
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Bern. Schlussbericht./ Importance économique des énergies renouvelables dans le canton de Berne. Rapport final. Commandé par beco Berner Wirtschaft, canton de Berne. 59 pages. (en allemand uniquement)
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Schaffhausen. Schlussbericht. / Importance économique des énergies renouvelables dans le canton de Schaffhouse. Rapport final. Au nom du canton de Schaffhouse. 63 pages. (en allemand uniquement)

- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien und des Kernkraftwerks Gösgen im Kanton Solothurn. Schlussbericht. / Importance économique des énergies renouvelables et de la centrale nucléaire de Gösgen dans le canton de Soleure. Rapport final. Commandée par l'Office de l'environnement, Département "Construction et Justice" du canton de Soleure. 61 pages. (en allemand uniquement)
- Rütter + Partner/EBP 2012: Wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien im Kanton Thurgau. Schlussbericht. / Importance économique des énergies renouvelables dans le canton de Thurgovie. Rapport final. Commandée par le canton de Thurgovie. 59 pages. (en allemand uniquement)

8.2 D'où vient la valeur ajoutée ?

Faits

En 2011, une enquête a été menée sur le potentiel économique par régions énergétiques. Sur la base de l'expérience acquise pour diverses énergies renouvelables, la proportion de la valeur ajoutée générée a été estimée par phase de chaîne de valeur (cf. Figure 17). Pour de nombreuses technologies, une forte part de la valeur ajoutée est générée pendant la phase d'exploitation. A ceci diverses explications : dans le cas des centrales hydroélectriques, la valeur ajoutée pendant l'exploitation provient principalement des rentes de ressources, qui sont générées sous la forme de taxes comme les redevances ou sous forme d'apports en capital. Cette situation est plus prononcée pour la grande hydraulique que pour la petite. Dans le cas des pompes à chaleur, la forte proportion pour l'exploitation est due à la consommation d'électricité. Avec 20 %, la part de la valeur ajoutée durant la phase d'études de la petite hydraulique est la plus haute, devant notamment celle de la grande hydraulique, des centrales à bois et des usines de biogaz.

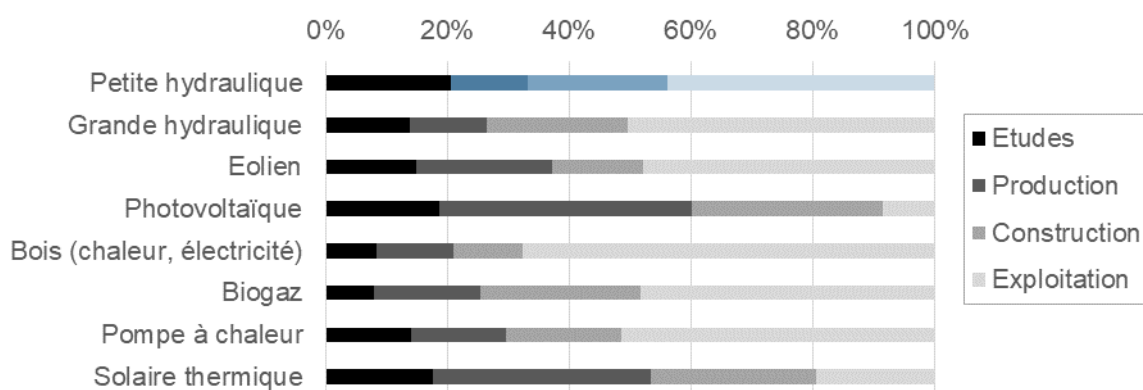


Figure 17: Répartition de la valeur ajoutée suivant les différentes phases de la chaîne de valeur pour différentes technologies d'énergie renouvelable. L'exploitation comprend également les coûts du carburant (OFEN /EBP 2011).

L'étude portant sur l'importance économique des énergies renouvelables peut fournir de plus amples informations sur la répartition des avantages économiques (OFEN/EBP 2013). Les estimations des parts par chaîne de valeur ne sont pas disponibles au niveau de la création de valeur, mais au niveau des dépenses. En 2010, les dépenses consacrées à la petite hydraulique se sont élevées à environ 642 millions de francs. Sur ce montant, 72 millions de francs ont été dépensés

pour la construction de nouvelles centrales, 47 millions de francs pour le remplacement de centrales existantes et 523 millions de francs pour l'exploitation de centrales existantes. Ainsi, l'exploitation était nettement en tête avec environ 80 % (Figure 18). De même pour les grandes centrales hydroélectriques, la part des dépenses d'exploitation est importante. La répartition pour les autres énergies renouvelables est très différente. En particulier pour l'énergie solaire (solaire thermique et photovoltaïque) et les pompes à chaleur, la part due à la construction de nouvelles installations était significative, contrairement à l'exploitation. Les proportions diffèrent des résultats de l'étude susmentionnée sur le potentiel économique par régions énergétiques. L'une des raisons en due à la prise en compte d'un côté du "cycle de vie" d'une usine, et de l'autre, de toutes les dépenses annuelles pour toutes les usines construites/remplacées/exploitées. Les chiffres dépendent donc du nombre d'installations qui existent déjà en Suisse et qui sont donc en service, et du nombre de celles qui viennent d'être construites ou remplacées.

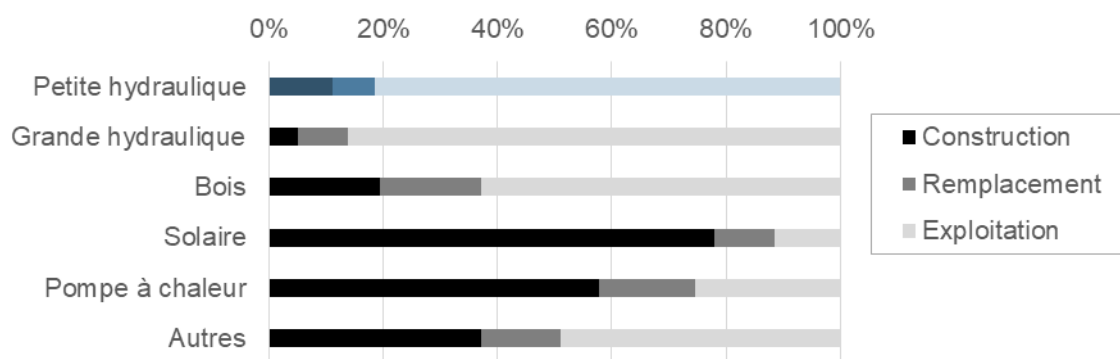


Figure 18: Parts de la construction, du remplacement et de l'exploitation dans les dépenses dans le domaine des énergies renouvelables en Suisse en 2010 - L'exploitation comprend également les coûts du carburant - (Bases: OFEN/EBP 2013).

L'étude sur les potentiels économiques par régions énergétiques a également estimé le lieu de génération de la valeur ajoutée, comme le présente la Figure 19. Dans le cas de la petite hydroélectricité, on estime que 45 % de la valeur ajoutée en 2010 a été générée dans la région. Une part importante des centrales hydroélectriques sont situées dans des régions périphériques dont la structure économique n'est ni étendue, ni forte. C'est là que la valeur ajoutée et les emplois supplémentaires sont particulièrement précieux. 50 % de cette valeur ajoutée est générée dans le reste de la Suisse, et seulement 5 % environ à l'étranger. La petite hydraulique est donc l'une des technologies à forte part régionale et suisse. Dans le cas de la grande hydraulique, de l'éolien et des combustibles fossiles, la part de la valeur ajoutée régionale est faible, car moins de travail est généré dans la région et beaucoup de connaissances spécialisées sont puisées en dehors de la région. De plus, et, notamment dans le cas de la grande hydraulique et de l'éolien à forte intensité de capital, une grande partie de la valeur ajoutée générée par les plus-values alimente les coffres d'investisseurs extérieurs à la région.

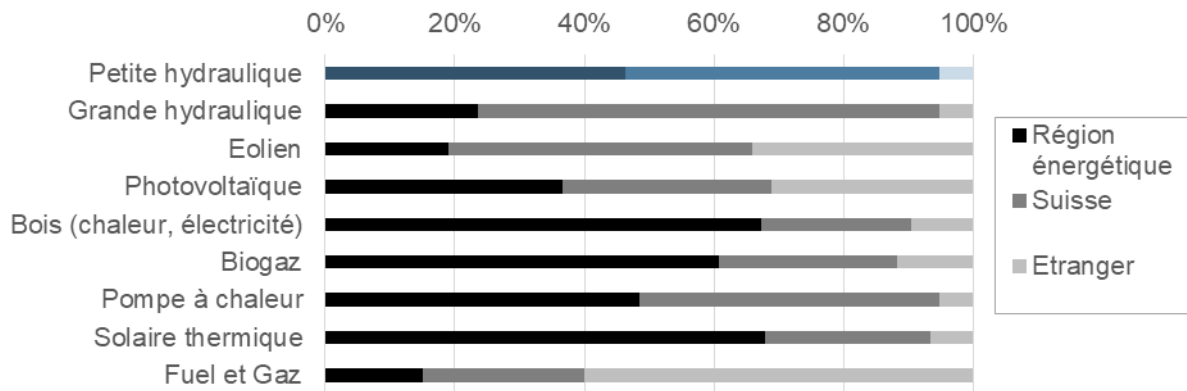


Figure 19: Part de la valeur ajoutée dans la région énergétique, en Suisse et à l'étranger (OFEN / EBP 2011).

Lacunes

Les données actuelles représentent la situation en 2010 ; des données plus récentes ne sont pas connues. Dans certains domaines, les proportions ont dû changer. Par exemple, on peut supposer que la réduction des coûts du photovoltaïque a entraîné une augmentation de la part de l'installation et par là-même de la part régionale dans la valeur ajoutée.

Synthèse

Par rapport à d'autres technologies, une grande partie de la valeur ajoutée de la petite hydroélectricité est due aux études. En revanche, la production de composants et la construction jouent un rôle beaucoup moins important dans la création de valeur.

La quasi-totalité de la valeur ajoutée générée par la petite hydraulique est produite en Suisse et près de la moitié dans la région des centrales électriques. Cela correspond à peu près à la grande hydroélectricité, à l'énergie du bois, aux usines de biogaz, aux pompes à chaleur et au solaire thermique. L'éolien et le photovoltaïque ont des parts plus faibles dans la valeur ajoutée régionale et nationale, tandis que le fuel et le gaz ont des parts encore plus faibles.

Sources

- OFEN/EBP 2011: Regionalökonomische Potenziale von Energieregionen / Les potentiels économiques régionaux des régions énergétiques (en allemand uniquement)
- OFEN/EBP 2013: Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz / Importance économique des énergies renouvelables en Suisse (en allemand uniquement)