



Rapport du 29 janvier 2018

---

## **Rentabilité de la force hydraulique suisse**

Résultats d'une enquête sur les données réalisées sur mandat de la CEATE-N auprès des exploitants de centrales hydroélectriques suisses

---



**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)



## Sommaire

Sommaire .....	3
Liste des abréviations.....	5
1 Introduction .....	6
2 Enquête sur les données .....	6
2.1 Paramètres requis.....	6
3 Réponse à l'enquête / données de l'échantillon .....	7
4 Coûts de revient de la force hydraulique suisse .....	8
4.1 Coûts de revient au niveau de la centrale partenaire .....	9
4.2 Coûts de revient complets du point de vue des exploitants .....	10
4.3 Coûts de revient complets du point de vue de l'OFEN .....	11
5 Chiffres au bilan de la force hydraulique suisse .....	14
6 Coûts du capital de la force hydraulique suisse .....	15
7 Frais administratifs et de vente .....	16
8 Recettes .....	17
9 Rentabilité de la force hydraulique suisse .....	18
10 Résumé.....	20



## Liste des illustrations

Figure 1: Taille de l'échantillon selon la puissance utile maximale .....	8
Figure 2: Taille de l'échantillon selon la production annuelle .....	8
Figure 3: Coûts de revient moyens propres à la centrale, pondérés en fonction de la production .....	10
Figure 4: Coûts de revient complets du point de vue des exploitants, pondérés en fonction de la production .....	11
Figure 5: Coûts de revient complets du point de vue de l'OFEN, pondérés en fonction de la production .....	12
Figure 6: Coûts de revient de 2011 à 2016, selon le type de centrale, du point de vue de l'OFEN .....	13
Figure 7: Coûts de revient de la force hydraulique suisse du point de vue de l'OFEN par rapport à la production totale .....	14
Figure 8: Valeurs résiduelles des immobilisations de la force hydraulique suisse de 2011 à 2016 .....	15
Figure 9: Nombre de réponses données pour le coût moyen pondéré du coût du capital (WACC) .....	16
Figure 10: Réponses données concernant les frais généraux .....	17
Figure 11: Recettes du marché (à terme, Day Ahead, Intraday, étranger) de 2011 à 2016 selon le type de centrale .....	18
Figure 12: Coûts de revient non couverts pour la part des centrales hydroélectriques suisses qui vendent leur production sur le marché (en 2016) .....	20



## Liste des abréviations

CE	Capitaux étrangers
CEATE-N	Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national
CEATE-E	Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats
CP	Capitaux propres
EICom	Commission fédérale de l'électricité
GO	Garanties d'origine
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PSS	Prestations de services système
WACC	Weighted Average Cost of Capital, coût moyen pondéré du capital



# 1 Introduction

En raison de la baisse des prix de l'électricité sur les bourses européennes du courant et de l'appréciation du franc suisse au cours des dernières années, la rentabilité de la force hydraulique suisse s'est considérablement détériorée au cours des dernières années. Il n'est pas clair si et dans quelle mesure la force hydraulique suisse dans son ensemble est encore en mesure de générer des bénéfices et d'obtenir un rendement approprié sur le capital investi. Dans le cadre de ses délibérations sur la Stratégie énergétique 2050, le Parlement suisse a décidé d'octroyer pendant cinq ans une prime de marché d'environ 110 millions de francs suisses par an pour les grandes centrales hydroélectriques. La construction nouvelle, l'agrandissement et le renouvellement des grandes centrales hydroélectriques seront également encouragés jusqu'en 2031 au moyen de contributions à l'investissement. Lors des débats sur la stratégie Réseaux électriques, la question s'est posée, tant à la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) qu'à la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats (CEATE-E), de savoir si d'autres mesures immédiates étaient nécessaires pour soutenir la force hydraulique suisse. En conséquence, la CEATE-N a chargé l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) de réaliser une enquête pour recueillir des données auprès des exploitants de centrales hydroélectriques et d'effectuer une analyse approfondie de la rentabilité de la force hydraulique suisse. Le présent rapport présente les résultats de cette enquête sous forme agrégée.

## 2 Enquête sur les données

En vue de l'enquête sur les données, l'OFEN a élaboré un questionnaire détaillé. Ce questionnaire a été adapté lors de plusieurs réunions avec un groupe d'experts de la branche hydroélectrique suisse et a été envoyé à 27 exploitants de centrales hydroélectriques fin août 2017. Ils avaient jusqu'à fin septembre 2017 pour remplir un questionnaire concernant chacune des centrales hydroélectriques en leur possession. Les données demandées étant des secrets d'affaires, l'OFEN a conclu un accord de confidentialité avec les exploitants de centrales électriques.

### 2.1 Paramètres requis

Le questionnaire envoyé aux exploitants de centrales hydroélectriques comprenait les quatre parties suivantes:

Partie A, données des centrales: année de la première mise en service, puissance utile maximale, capacité de pompage installée, structure de propriété de la centrale et vente d'électricité par le propriétaire aux utilisateurs finaux liés dans l'approvisionnement de base.

Partie B, données sur les investissements et le bilan des centrales partenaires pour les années 2000 à 2016: investissements réalisés, valeurs résiduelles des immobilisations ainsi que le montant des actifs circulants, des immobilisations, des capitaux étrangers et des capitaux propres.

Partie C, données sur les coûts de revient:

- coûts de revient propres à la centrale (échelon de la centrale partenaire)
- coûts de revient standardisés (correction des coûts d'énergie de pompage, moins bénéfice centrale partenaire)



- coûts de revient complets (y compris rendements des capitaux propres et étrangers calculés et frais généraux)

Partie D, données sur les recettes: facteur de la valeur de marché comme valeur relative de la production de courant d'une centrale par rapport au prix de charge de base en bourse, recettes du marché, recettes des prestations services système (PSS), recettes des garanties d'origine (GO), autres recettes.

### 3 Réponse à l'enquête / données de l'échantillon

Sur les 27 exploitants de centrales hydroélectriques, quatre ont indiqué qu'ils n'avaient pas de production propre provenant de grandes centrales hydroélectriques, de sorte qu'ils n'ont pas rempli le questionnaire. Un exploitant s'est abstenu de participer à l'enquête sur les données, car il n'a pas jugé nécessaire de discuter d'autres mesures immédiates pour soutenir la force hydraulique. Un autre exploitant n'a pas communiqué les données détaillées pour les centrales électriques, mais a rempli le questionnaire sous forme agrégée. Faute de comparabilité, les données de cet exploitant n'ont pas pu être prises en compte dans les évaluations.

Au total, les données de 21 exploitants et de 78 centrales hydroélectriques ont ainsi pu être prises en compte. L'échantillon comprend une puissance utile maximale d'environ 12 000 MW, soit approximativement 90 % de la puissance totale installée en Suisse. En ce qui concerne la production, l'échantillon comprend environ 25 000 GWh, ce qui correspond à environ 70 % de la production totale de la force hydraulique suisse. En raison des conditions hydrologiques (précipitations, températures), la production annuelle d'une centrale hydroélectrique varie considérablement au cours des années. Cette variation peut également être observée dans la production fluctuante de l'échantillon. Ne sont pas compris dans l'échantillon: environ 4 TWh d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques<sup>1</sup> et 4 à 6 TWh correspondant à la production d'autres grandes centrales hydroélectriques.

Les figures 1 et 2 ci-dessous montrent la taille de l'échantillon en fonction de la puissance utile maximale et de la production annuelle.

---

<sup>1</sup> Fiche d'information sur la petite hydraulique, Swiss Small Hydro, 15 septembre 2017.

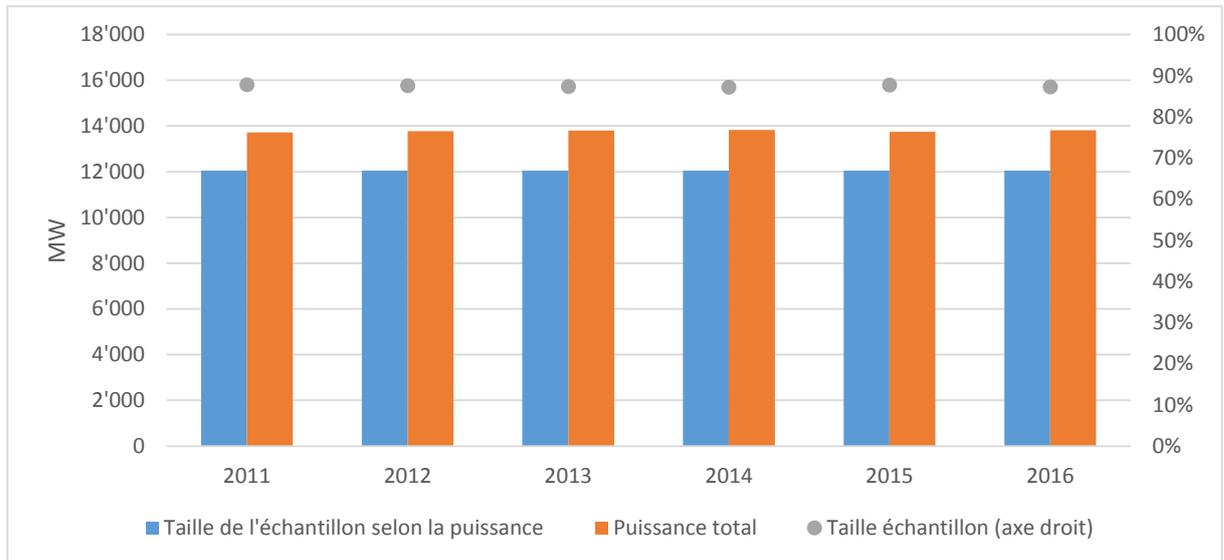


Figure 1: Taille de l'échantillon selon la puissance utile maximale

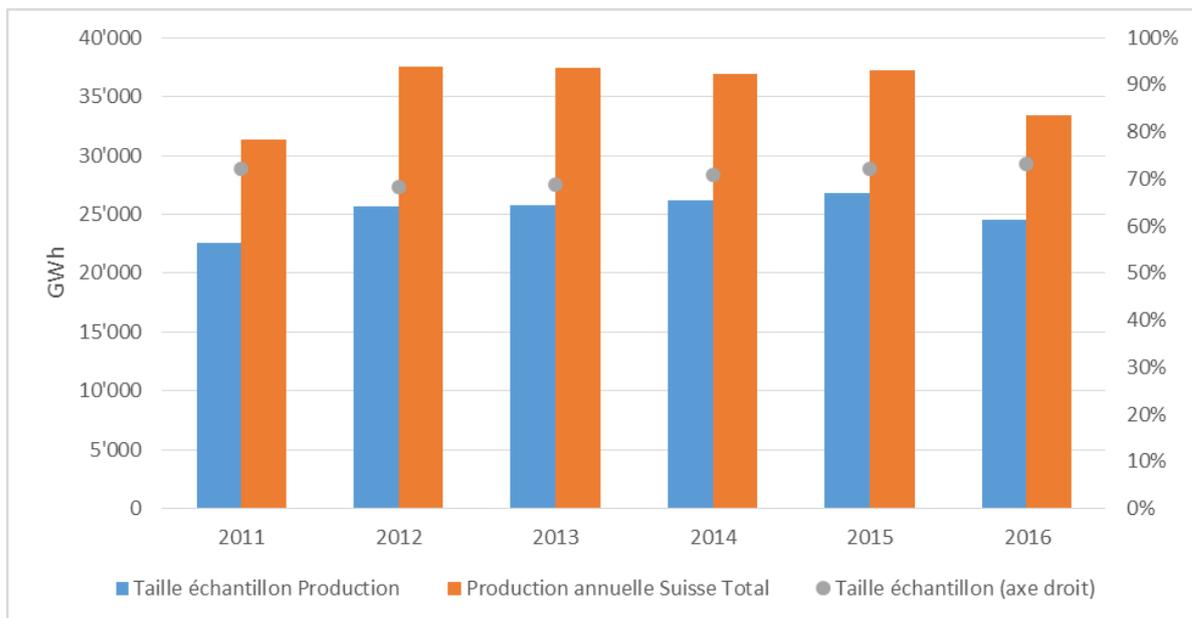


Figure 2: Taille de l'échantillon selon la production annuelle

## 4 Coûts de revient de la force hydraulique suisse

L'application d'une méthodologie uniforme et comparable pour le calcul des coûts de revient n'est pas aisée en raison des structures historiques de la force hydraulique suisse (centrales partenaires, centrales intégrées dans des groupes de sociétés, contrats d'achat d'électricité à long terme) et de l'hétérogénéité des centrales hydroélectriques (centrales de petite et de grande taille, centrales au fil de l'eau, centrales à accumulation et centrales de pompage-turbinage). Les coûts de revient peuvent être calculés comme suit.



- Coûts de revient au niveau de la centrale partenaire (coûts de revient tels qu'indiqués dans les rapports annuels des centrales partenaires; également appelés coûts de revient propres à la centrale).
- Coûts de revient standardisés au niveau de la centrale partenaire (= coûts de revient au niveau de la centrale partenaire, moins énergie de pompage à des prix administrés, plus énergie de pompage aux prix du marché, moins rendement des capitaux propres fixés par contrat au niveau de la centrale partenaire).
- Coûts de revient complets au niveau du propriétaire/partenaire (= coûts de revient standardisés au niveau de la centrale partenaire, moins les coûts effectifs des capitaux étrangers, plus les coûts calculés des capitaux propres et des capitaux étrangers, plus les frais généraux administratifs et de vente resp. les frais généraux; également appelés coûts de revient calculés).

Sur la base des résultats de l'enquête, les coûts de revient pondérés en fonction de la production au niveau de la centrale partenaire, les coûts de revient complets pondérés en fonction de la production du point de vue des exploitants et les coûts de revient complets pondérés en fonction de la production du point de vue de l'OFEN sont présentés ci-dessous.

Au cours de l'été 2014, l'OFEN avait déjà analysé les coûts de revient de la force hydraulique suisse pour le compte de la CEATE-N<sup>2</sup>. A l'époque, les exploitants et les cantons ont fourni à l'OFEN des données sur les coûts de revient des centrales hydroélectriques de 2011 à 2013. L'échantillon était légèrement plus petit avec 58 centrales électriques, 23 TWh et 10 GW de puissance installée. L'OFEN a ensuite seulement calculé les coûts de revient au niveau de la centrale partenaire. La moyenne pondérée pour toutes les centrales de 2011 à 2013 était de 5,6 cent/kWh à ce moment-là.

## 4.1 Coûts de revient au niveau de la centrale partenaire

La figure 3 montre les coûts de revient pondérés en fonction de la production au niveau de la centrale partenaire (également appelé coûts de revient propres à la centrale). Étant donné que la quantité d'eau pouvant être utilisée dans une centrale hydroélectrique varie considérablement au fil des ans en raison des conditions hydrologiques (précipitations, températures), mais que les coûts absolus sont relativement constants dans le temps, les coûts de revient spécifiques en cent/kWh peuvent varier considérablement au fil des ans. Des coûts de revient élevés par unité de production indiquent une année plutôt "sèche" et une faible quantité d'eau disponible. En revanche, de faibles coûts de revient par unité de production indiquent une année "humide" avec une production élevée d'énergie hydroélectrique.

Les coûts de revient moyens pondérés en fonction de la production varient ainsi entre 5,10 cent/kWh et 5,83 cent/kWh pour les années 2011 à 2016. Les valeurs pour les années 2011 à 2013 (2011: 5,83 cent/kWh, 2012: 5,25 cent/kWh, 2013: 4,97 cent/kWh) sont comparables à la moyenne de 5,6 cent/kWh établie dans le rapport réalisé durant l'été 2014. Les principaux types de coûts sont les redevances hydrauliques avec environ 1,4 cent/kWh, les amortissements variant entre 1,2 et 1,3 cent/kWh<sup>3</sup> et les charges financières (coûts des capitaux étrangers) avec près de 0,6 cent/kWh.

---

<sup>2</sup> Rentabilité de la force hydraulique existante, rapport à l'intention de la CEATE-N, OFEN, août 2014.

<sup>3</sup> Le montant des amortissements correspond ici et dans les évaluations ultérieures à la valeur indiquée par l'exploitant dans l'enquête. La méthode d'amortissement peut varier selon les normes comptables utilisées. L'enquête ne détermine pas les méthodes d'amortissement utilisées par les exploitants.



Les dividendes (bénéfices des centrales partenaires) stipulés contractuellement dans les contrats des centrales partenaires représentent un facteur de coût relativement faible d'environ 0,3 cent/kWh.

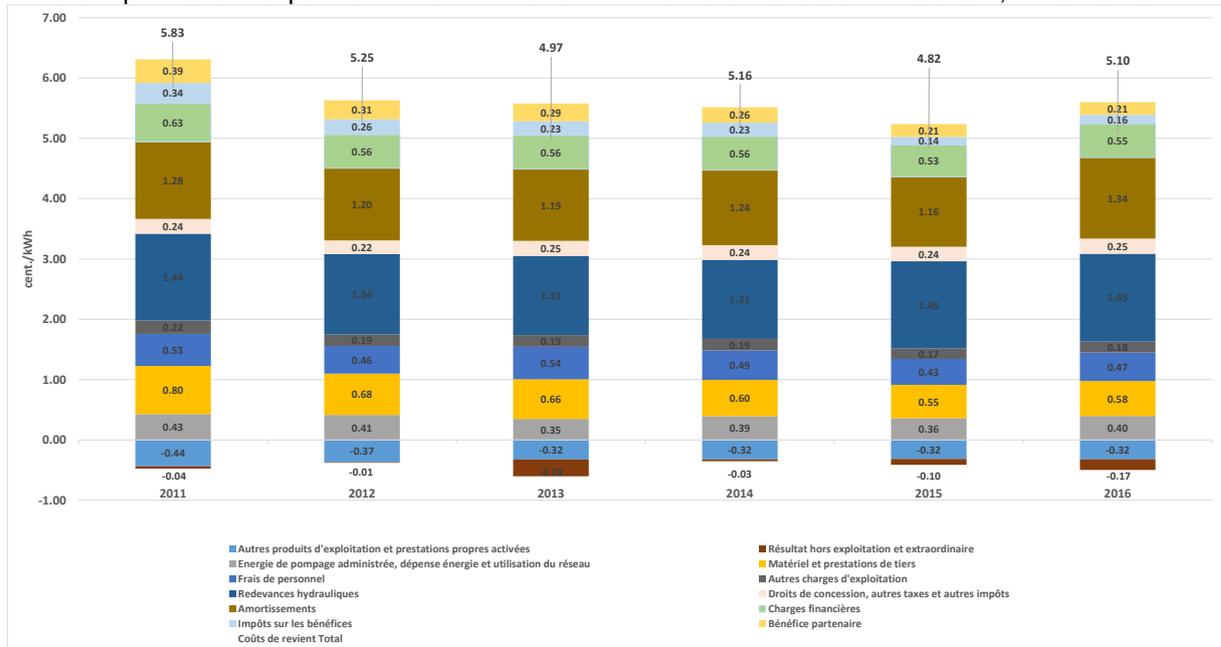


Figure 3: Coûts de revient moyens propres à la centrale, pondérés en fonction de la production

## 4.2 Coûts de revient complets du point de vue des exploitants

La figure 4 montre les coûts de revient complets (aussi appelés coûts de revient calculés) du point de vue des exploitants. Par rapport aux coûts de revient propres à la centrale, l'énergie de pompage est valorisée aux prix du marché au lieu des prix fixés contractuellement. En outre, les coûts du capital sont calculés en utilisant une approche de coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC) au lieu des bénéfices des centrales partenaires et des coûts effectifs des capitaux étrangers. Les coûts qui en résultent comprennent également une valeur pour les frais administratifs et de vente (également appelés frais généraux). Les valeurs pour le WACC et les frais généraux sont prises en compte, comme indiqué par les différents exploitants des centrales hydroélectriques dans l'enquête sur les données. Les valeurs correspondantes sont examinées dans les chapitres 6 et 7.

Du point de vue des exploitants, les coûts de revient moyens complets, pondérés en fonction de la production, ont également varié entre 6,9 et 7,7 centimes par kWh dans les années 2011 à 2016 en fonction des conditions hydrologiques. Concernant les coûts de revient complets, les redevances hydrauliques (environ 1,4 cent/kWh) et les amortissements (1,2 à 1,3 cent./kWh) restent des blocs de coûts importants. Les coûts des capitaux étrangers augmentent à environ 0,8 cent/kWh sur la base du calcul. Dans ce cadre, les coûts calculés des capitaux propres respectivement les bénéfices calculés correspondent à un bloc de coûts non négligeable de l'ordre de 1,4 à 1,6 cent/kWh, auxquels s'ajoutent les frais généraux d'environ 0,75 cent/kWh.

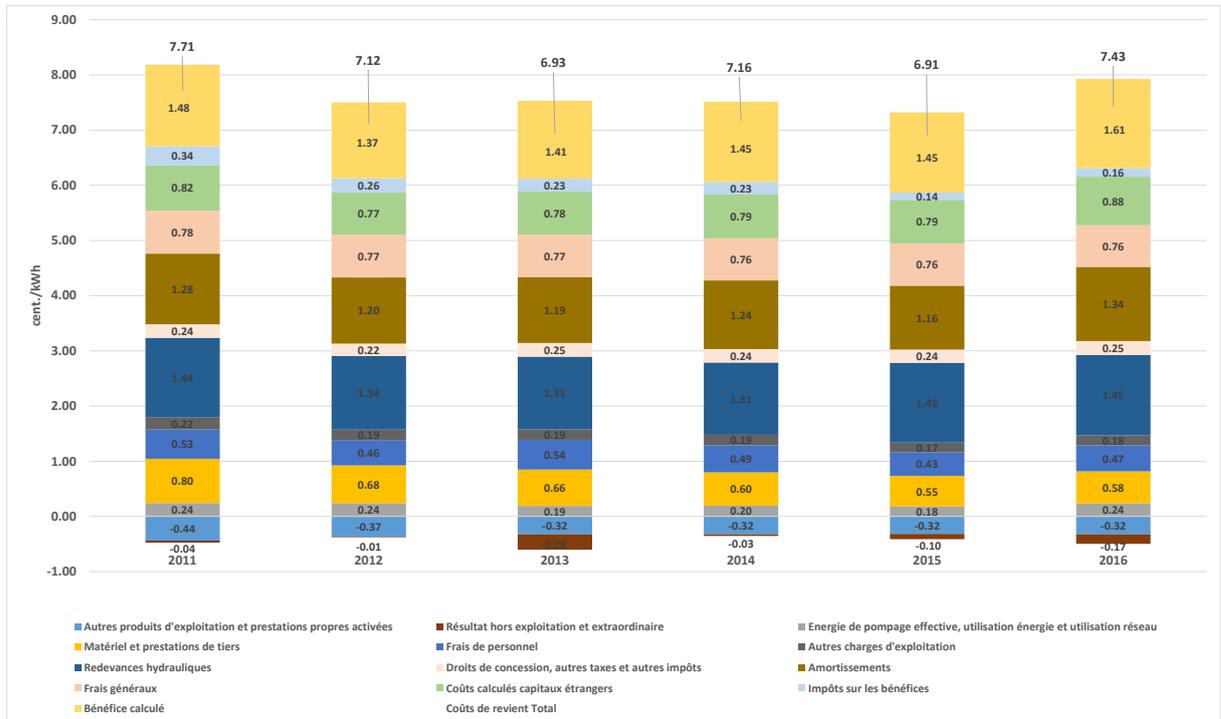


Figure 4: Coûts de revient complets du point de vue des exploitants, pondérés en fonction de la production

### 4.3 Coûts de revient complets du point de vue de l'OFEN

Selon l'OFEN, le WACC indiqué par les exploitants pour le coût moyen pondéré du capital et les frais généraux sont trop élevés. La majorité des exploitants indiquent une valeur nominale de 6,20 ou 6,09 % pour le WACC dans l'enquête sur les données, ce qu'ils justifient en affirmant que l'OFEN a utilisé cette valeur dans une étude datant de 2013<sup>4</sup> et que la Commission fédérale de l'électricité (Ei-Com) a utilisé ces valeurs lors d'un contrôle des tarifs pour les années 2009 et 2010<sup>5</sup>. Ces dernières années, tant l'inflation que le niveau général des taux d'intérêt sur les marchés des capitaux ont sensiblement baissé, ce qui a eu un impact sur les rendements nominaux des capitaux propres et étrangers et donc sur le WACC. L'OFEN attend donc un WACC de 5 %. Cette valeur correspond également à celle ressortant d'une expertise réalisée par la société de conseil IFBC sur mandat de l'OFEN concernant les instruments d'encouragement pour la grande hydraulique. Le WACC ainsi établi pour la grande hydraulique a été ajusté en fonction du marché et des risques et se monte à 4,98 % pour les années 2014 à 2016<sup>6</sup>.

De plus, les exploitants estiment les frais généraux à environ 0,75 cent/kWh. Dans le cadre de l'enquête sur les données, les exploitants n'ont pas répondu à la demande de l'OFEN et n'ont pas justifié le montant ou la composition des frais généraux. Extrapolés sur la base de la production hydroélectrique suisse annuelle moyenne d'environ 36 TWh, ces frais généraux s'élèvent à 270 millions de francs suisses par an. Du point de vue de l'OFEN, ce montant est trop élevé. Sans pouvoir calculer une valeur fiable pour les frais généraux, l'OFEN table sur une valeur de 0,6 cent/kWh.

<sup>4</sup> Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz (en allemand), OFEN 2013.

<sup>5</sup> Rapport d'activité de l'EiCom 2012.

<sup>6</sup> Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft (en allemand), rapport du 6 mars 2017, IFBC sur mandat de l'OFEN.



Par rapport aux coûts de revient complets du point de vue des exploitants, seuls les coûts des capitaux étrangers, les coûts des capitaux propres et les frais généraux changent dans la figure 5. Selon les conditions hydrologiques, les coûts de revient moyens complets, pondérés en fonction de la production varient entre 6,3 et 7,1 cent/kWh pour les années 2011 à 2016. Les coûts des capitaux étrangers sont réduits d'environ 0,2 cent/kWh pour s'établir à environ 0,65 cent/kWh, les coûts des capitaux propres baissent d'environ 0,3 cent/kWh à 1,1-1,3 cent/kWh et les frais généraux de 0,15 cent/kWh à 0,6 cent/kWh.

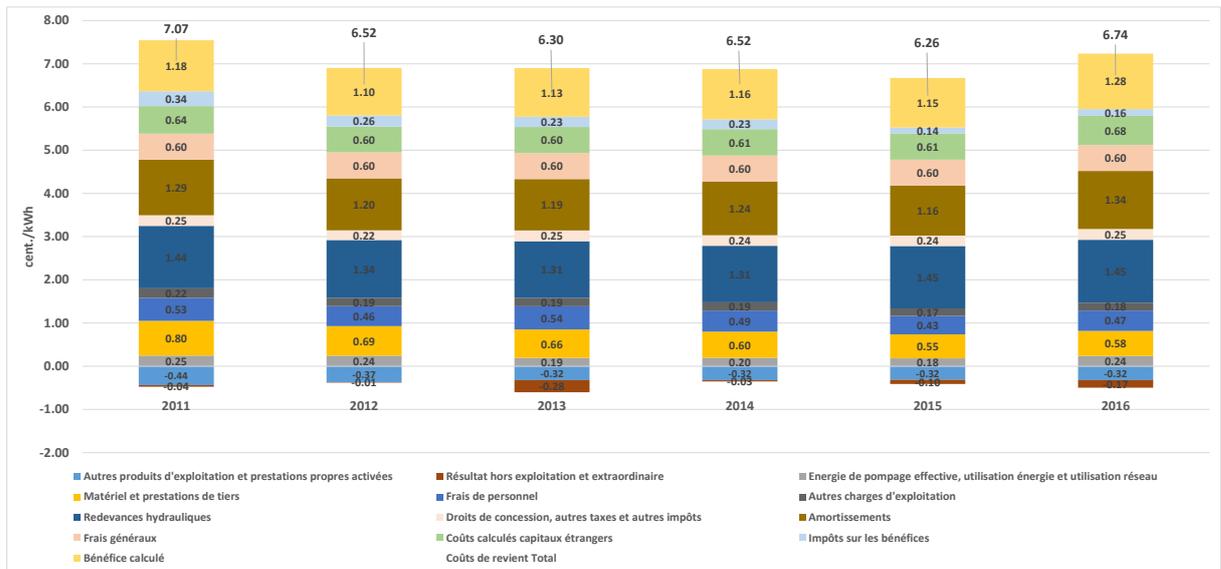


Figure 5: Coûts de revient complets du point de vue de l'OFEN, pondérés en fonction de la production

La figure 6 montre l'évolution des coûts de revient moyens complets, pondérés en fonction de la production, pour les années 2011 à 2016, ventilés par types de centrales hydroélectriques (au fil de l'eau, à accumulation et pompage-turbinage) du point de vue de l'OFEN. Les centrales au fil de l'eau ont les coûts de revient les plus bas (5,3 à 6,1 cent/kWh). Les coûts de revient des centrales à accumulation varient entre 6,2 et 7,9 cent/kWh, tandis que les coûts de revient des centrales à pompage-turbinage varient entre 7,3 et 8,2 cent/kWh. Il convient de mentionner que les centrales hydroélectriques ont été réparties entre ces trois types de centrales par les exploitants. L'attribution d'une centrale à l'un des trois types n'est pas toujours claire. Par exemple, il existe des groupes d'installations qui regroupent des centrales au fil de l'eau, des centrales à accumulation et des centrales de pompage au sein d'une même entité juridique et qui indiquent leurs coûts de revient pour l'ensemble du réseau d'installations. Dans de tels cas, la classification dans un des trois types de centrales dépend de celui qui prédomine.

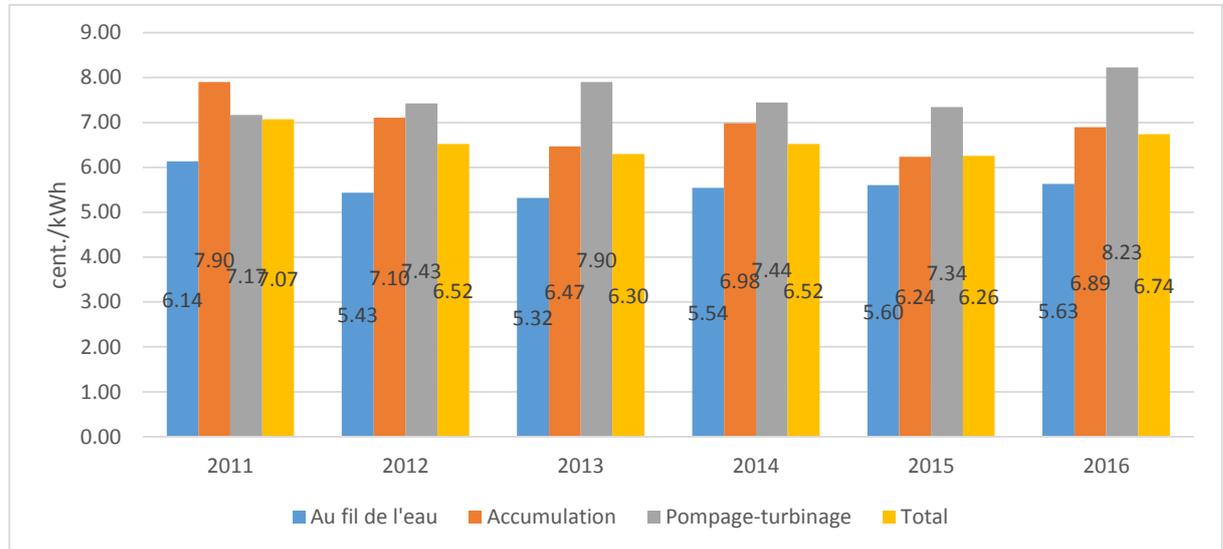


Figure 6: Coûts de revient de 2011 à 2016, selon le type de centrale, du point de vue de l'OFEN

La figure 7 montre les coûts de revient complets de toutes les centrales en 2016, du point de vue de l'OFEN, par ordre croissant, avec les coûts variables et les coûts fixes. Au lieu des noms des centrales hydroélectriques, la production cumulée est indiquée. Les coûts de revient sont comparés aux prix de gros. Cela montre quelle quantité d'électricité d'origine hydraulique aurait pu être vendue de façon rentable sur le marché en 2016 et quelle quantité d'électricité d'origine hydraulique a été produite à un coût plus élevé que les prix du marché. Les coûts variables sont indiqués en orange et comprennent tous les coûts liés à l'exploitation de la centrale électrique (autres produits d'exploitation et prestations propres activées, énergie de pompage, dépenses d'énergie et utilisation du réseau, matériel et prestations de tiers, frais de personnel et autres charges d'exploitation). La zone bleue représente les coûts fixes. Les deux couleurs réunies donnent les coûts de revient complets du point de vue de l'OFEN. Tant qu'un exploitant de centrale hydroélectrique peut couvrir ses coûts variables, il continuera d'exploiter sa centrale à court ou moyen terme, car chaque kWh d'électricité produit contribue à couvrir les coûts fixes. Comme le montre la figure 7, la force hydraulique requiert des capitaux très importants. Les coûts d'exploitation et donc les coûts variables sont relativement faibles et peuvent encore être couverts pour toutes les centrales électriques.

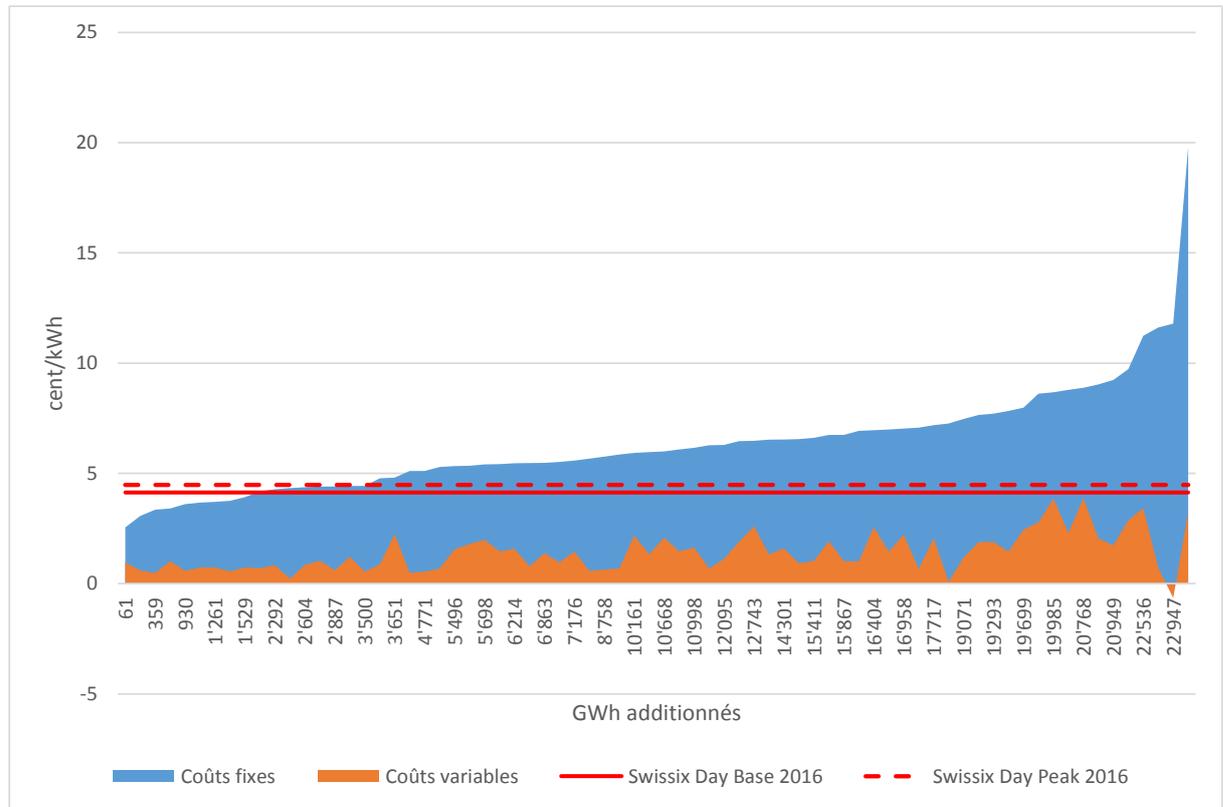


Figure 7: Coûts de revient de la force hydraulique suisse du point de vue de l'OFEN par rapport à la production totale

## 5 Chiffres au bilan de la force hydraulique suisse

La figure 8 montre les valeurs résiduelles des immobilisations indiquées par les exploitants. Les valeurs résiduelles de l'échantillon passent de CHF 7,8 milliards en 2011 à CHF 9,4 milliards en 2016. L'augmentation des valeurs résiduelles peut être due à des investissements supplémentaires ou à de moindres amortissements. Il n'est pas possible de se prononcer de manière précise compte tenu des données disponibles. Si, sur la base de la production annuelle de l'échantillon, la valeur résiduelle des immobilisations est extrapolée pour l'ensemble de la force hydraulique suisse, on obtient une valeur comptable respectivement une valeur résiduelle des immobilisations d'environ 15 milliards de francs suisses. Bien que cette méthode de calcul soit relativement imprécise, elle donne une indication approximative de la valeur des immobilisations du parc hydroélectrique suisse.

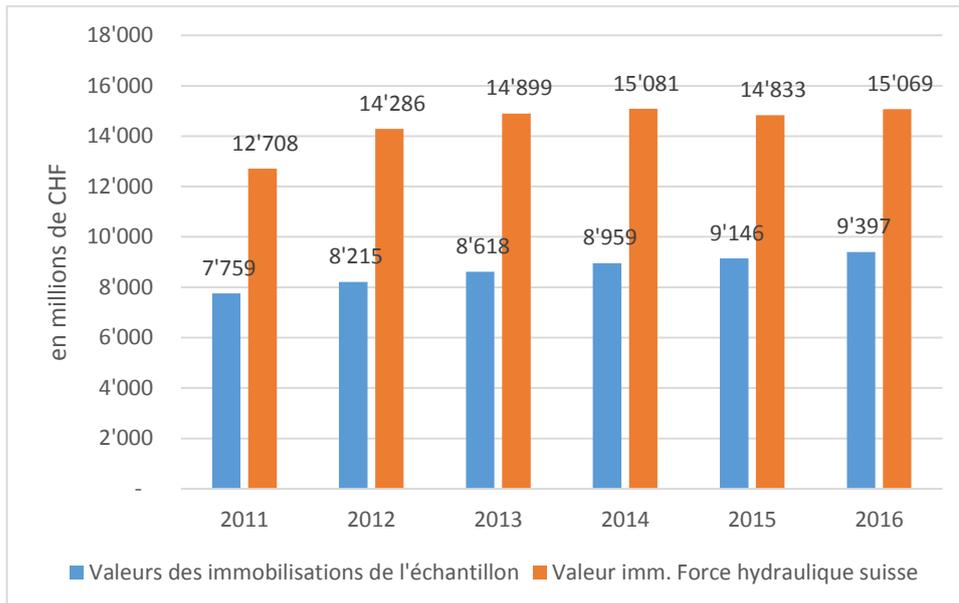


Figure 8: Valeurs résiduelles des immobilisations de la force hydraulique suisse de 2011 à 2016

## 6 Coûts du capital de la force hydraulique suisse

Comme nous l'avons déjà indiqué au chapitre 4, les coûts du capital indiqué dans les rapports annuels des centrales partenaires ne correspondent pas nécessairement au coût effectif du capital. Habituellement, les propriétaires/partenaires reprennent l'énergie produite au prorata et au coût de revient. Les centrales partenaires ne supportent donc aucun risque économique et le risque lié à la vente d'énergie est entièrement transféré aux propriétaires/partenaires. En ce qui concerne les coûts des capitaux étrangers, différentes centrales partenaires bénéficient de prêts de leurs propriétaires/partenaires ou d'autres centrales partenaires qui n'ont pas nécessairement été conclus aux conditions du marché. De même, le montant du bénéfice annuel qui en résulte est souvent fixé contractuellement à un niveau relativement faible et n'est pas le résultat des recettes moins les dépenses. En règle générale, ce bénéfice fixé contractuellement est utilisé pour transférer une partie de l'impôt sur le bénéfice au siège de la centrale partenaire et obéit ainsi à des considérations de politique régionale.

En raison de cette distorsion des coûts de revient au niveau de la centrale partenaire (coût de revient propres à la centrale), les coûts du capital sont souvent également calculés sous une forme analytique. A cette fin, les coûts effectifs des capitaux étrangers et des capitaux propres sont déduits dans un premier temps. Dans un deuxième temps, les coûts calculés du capital sont multipliés par un taux WACC générique avec les actifs nécessaires à l'exploitation ou la valeur résiduelle des immobilisations.

Comme il n'est pas facile de déterminer une valeur représentative pour le WACC, dans le cadre de l'enquête, on a demandé aux exploitants quelles valeurs ils utilisent. La figure 9 montre le nombre de réponses pour différentes valeurs.

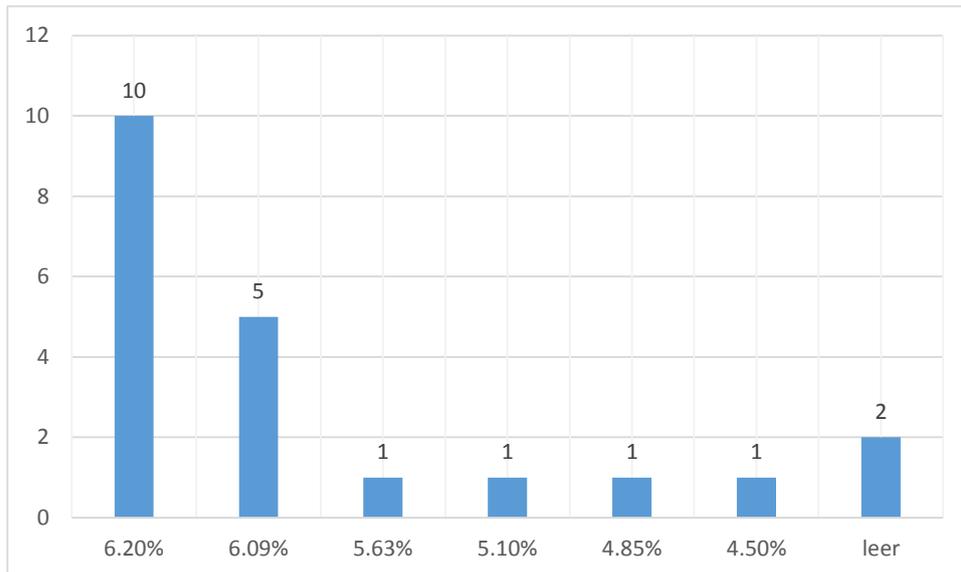


Figure 9: Nombre de réponses données pour le coût moyen pondéré du coût du capital (WACC)

Pour l'enquête sur les données, le groupe d'experts des exploitants de centrales hydroélectriques impliqués dans l'adaptation du questionnaire a recommandé un WACC de 6,2 %. En effet, l'OFEN a utilisé ce chiffre dans une étude de 2013 concernant le développement de la force hydraulique. D'autres exploitants ont indiqué une valeur de 6,09 % que l'EICOM a fixée lors d'un contrôle des tarifs pour les années 2009 et 2010. Du point de vue de l'OFEN, ces valeurs sont trop élevées. Un WACC de 6,2 % avec une structure du capital pour la force hydraulique de 40 % de capitaux propres et de 60 % de capitaux étrangers correspond à un rendement nominal des capitaux propres de 9,59 % et à un rendement nominal des capitaux étrangers de 3,94 %. Ces deux valeurs ont également chuté ces dernières années en raison de la baisse de l'inflation et des taux d'intérêt. Dans l'optique d'un WACC adapté au marché et aux risques, l'OFEN a chargé la société de conseil IFBC de réaliser une expertise concernant les instruments d'encouragement pour la grande hydraulique dans le cadre de la réorientation de la politique énergétique. Il en ressort un WACC adapté au marché et aux risques de 4,98 % pour la grande hydraulique entre 2014 et 2016, avec un rendement nominal des capitaux propres de 7,96 % et un rendement nominal des capitaux étrangers de 2,00 %. Il s'agit toutefois d'une structure du capital adaptée de 50 % de capitaux propres et de 50 % de capitaux étrangers.

Par rapport à la valeur des immobilisations d'environ 15 milliards de francs suisses de la force hydraulique suisse (voir chapitre 5), une différence d'un point de pourcentage concernant le WACC représente un montant d'environ 150 millions de francs suisses pour les coûts annuels du capital. Par conséquent, il est clair que la valeur du WACC est d'une importance certaine lors du calcul des coûts de revient.

## 7 Frais administratifs et de vente

Un autre point controversé dans le calcul de coûts de revient représentatifs est celui des frais administratifs et de vente respectivement des frais généraux. Il s'agit des coûts encourus non pas au niveau de la centrale partenaire pour la production d'énergie, mais au niveau du propriétaire ou de l'entreprise d'approvisionnement en énergie pour les services centraux (gestion, contrôle de gestion, informatique, RH) ou pour la commercialisation de l'énergie (négoce de l'électricité, vente, marketing). Depuis plusieurs années, la branche de la force hydraulique utilise une valeur de 0,8 cent/kWh à cet égard ainsi



que dans un contexte différent (par exemple des mesures opérationnelles d'assainissement des débits résiduels), sans jamais avoir précisé la composition de cette valeur.

La figure 10 montre les chiffres des frais généraux fournis par les 21 exploitants de centrales hydroélectriques. La différence au niveau des réponses est relativement importante et varie de 0 à 0,8 cent./kWh. Dans le cadre de l'enquête sur les données, un seul des 21 opérateurs a procédé à la ventilation requise entre les services centraux (0,59 cent./kWh) et l'optimisation des/de la centrale(s) (0,11 cent./kWh). Sans avoir les éléments de base permettant de calculer une valeur "correcte" pour les frais généraux, l'OFEN part d'une valeur générique de 0,6 cent./kWh dans chaque cas.

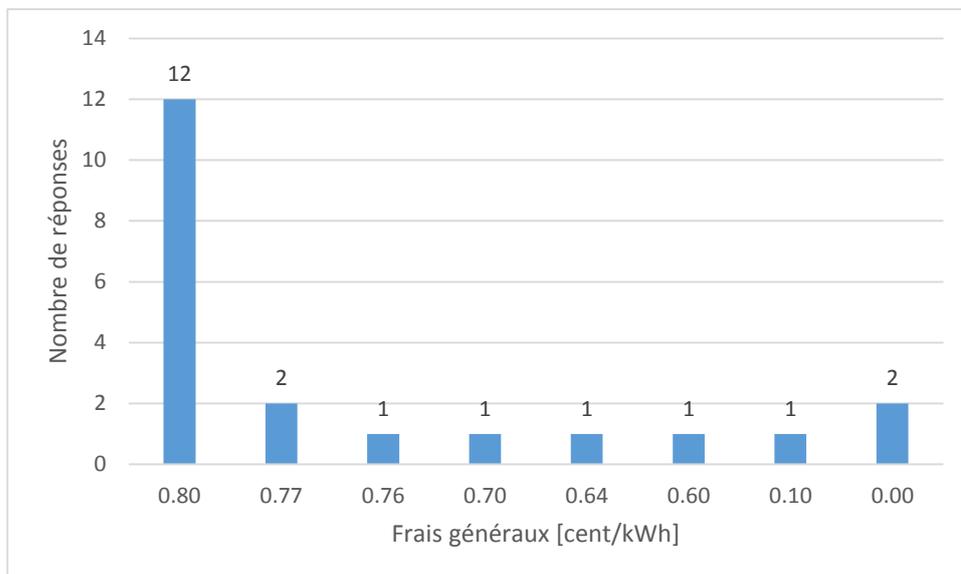


Figure 10: Réponses données concernant les frais généraux

## 8 Recettes

Un autre point de l'enquête portait sur les recettes. Les exploitants devaient indiquer le facteur de la valeur de marché en tant que rapport entre les recettes du marché et les prix de charge de base, les recettes effectives des centrales électriques sur le marché de l'électricité (marché à terme, Day Ahead, Intraday et marchés étrangers), les recettes provenant des prestations services-système (PSS), les recettes provenant des garanties d'origine (GO) et les autres recettes. Les réponses à cette partie de l'enquête ont été nettement moins nombreuses. Des réponses pertinentes ont été obtenues seulement concernant les recettes effectives des centrales électriques sur le marché de l'électricité. Sur 21 exploitants, 13 ont répondu à cette question, ce qui correspond à une production annuelle de 14,3 TWh, soit une part de 43 % de la production suisse.

La figure 11 montre l'évolution moyenne, pondérée en fonction de la production, des recettes du marché par type de centrale électrique pour les années 2011 à 2016. Comme prévu, les recettes des centrales au fil de l'eau sont les plus faibles et sont passées de 6,7 cent/kWh en 2011 à 3,5 cent/kWh en 2016. Il en va de même pour les recettes des centrales à accumulation et à pompage-turbinage, dont les recettes en 2016 s'élevaient encore à 4,8 cent/kWh et 5,6 cent/kWh respectivement. Pour calculer les recettes moyennes de l'ensemble de la force hydraulique suisse, les recettes des différents types



de centrales de l'échantillon ont été pondérées avec leur part respective de la production annuelle totale. Il en résulte une moyenne pondérée des recettes de la force hydraulique suisse de 4,16 cent./kWh en 2016.

En raison de la taille réduite du sous-échantillon pour cette question et de la structure complexe des recettes de la force hydraulique suisse, qui optimise le portefeuille de ses centrales sur différents marchés nationaux et étrangers, ces résultats sont difficiles à vérifier. Par rapport aux prix effectifs du marché Spot Day Ahead de 4,13 cent/kWh pour la charge de base et de 4,48 cent/kWh pour la charge de pointe en 2016, les résultats de l'enquête semblent notamment quelque peu bas.

Comme le montre la figure 11, les recettes du marché suisse de la force hydraulique ont fortement baissé, de manière analogue aux prix de l'électricité négociés sur les bourses européennes. Depuis le creux absolu de 2016, les prix de l'électricité, libellés en francs suisses et donc les prix du marché, ont augmenté d'environ 25 %. Le présent rapport ne peut répondre à la question de savoir dans quelle mesure la reprise des prix de l'électricité se poursuivra au cours des prochains mois.

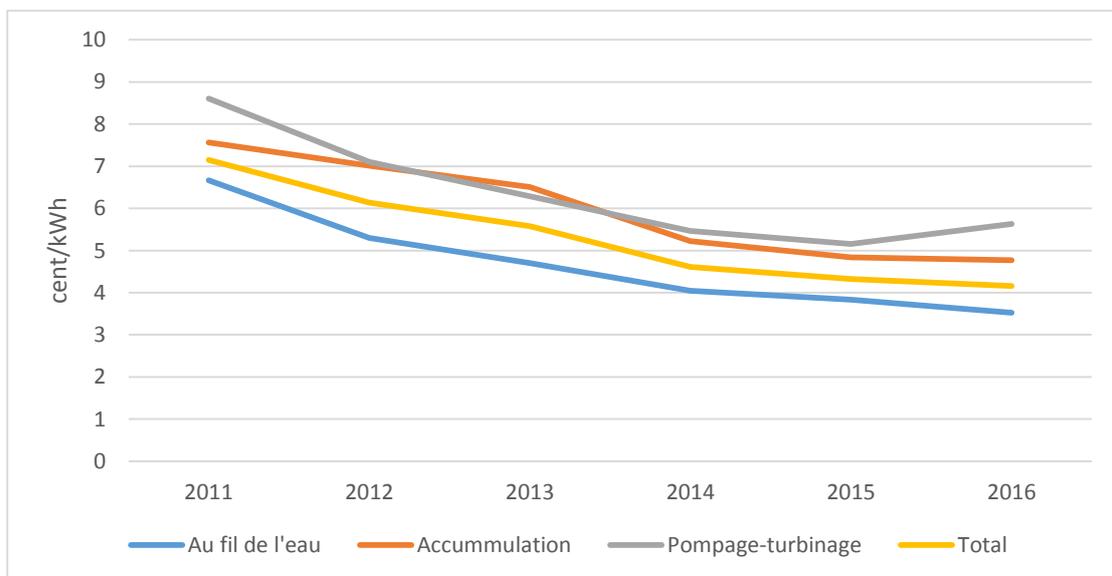


Figure 11: Recettes du marché (à terme, Day Ahead, Intraday, étranger) de 2011 à 2016 selon le type de centrale

Le taux de réponse aux questions sur le facteur de la valeur de marché, sur les recettes des prestations services-système et les recettes des garanties d'origine est faible, tant en ce qui concerne la taille du sous-échantillon que la plausibilité. Des déclarations correspondantes en la matière ne peuvent donc pas être faites dans le cadre du présent rapport.

## 9 Rentabilité de la force hydraulique suisse

Pour calculer la rentabilité de la force hydraulique suisse, la part de la production annuelle vendue sur le marché est comparée aux recettes et aux coûts de revient établis à partir des données de l'enquête. Selon les statistiques de l'électricité de l'OFEN, la production annuelle hydroélectrique nette moyenne est de 35,6 TWh de 2011 à 2016. La production des CFF d'environ 2,5 TWh doit être déduite de ce chiffre, car elle n'est pas vendue sur le marché de l'électricité et est financée par le biais du prix des billets de train. En raison de l'ouverture partielle du marché suisse de l'électricité, une part importante de l'énergie hydroélectrique suisse est encore vendue au prix de revient, ce qui permet de couvrir les



coûts. Les réponses à la question de l'enquête concernant la part de la production hydroélectrique dans l'approvisionnement de base présentaient une qualité insuffisante et n'ont pu être évaluées. Par conséquent, on suppose que la part d'électricité d'origine hydraulique dans l'approvisionnement de base se monte à 50 %. Ce même taux a été appliqué par l'Ecom dans un rapport à l'attention de la CEATE-N en août 2018.<sup>7</sup> Ainsi, le volume d'électricité annuelle moyenne, issue de la force hydraulique qui doit être vendu sur le marché de l'électricité aux prix du marché est de 16,55 TWh.

Comme nous l'avons déjà expliqué au chapitre 8, la plausibilité des chiffres de l'enquête sur les recettes ne peut presque pas être établie en raison du faible taux de réponse et de la structure complexe des recettes de la force hydraulique suisse. Les calculs de rentabilité sont basés sur les recettes moyennes sur le marché, pondérées en fonction de la production de la force hydraulique suisse, à savoir 4,16 cent/kWh. S'y ajoutent encore les recettes provenant des prestations services-systèmes et celles des garanties d'origine. En l'absence de données en la matière fournies par l'enquête, on part de 0,5 cent/kWh de recettes pour les PSS (=CHF 180 millions pour la force hydraulique suisse au total) et de 0,1 cent/kWh de recettes pour les garanties d'origine (CHF 36 millions pour la force hydraulique suisse au total). Au vu des coûts d'acquisition des PSS de Swissgrid (environ 250 millions de francs suisses, dont une grande partie provient des centrales hydroélectriques) et des prix des garanties d'origine sur certaines bourses d'électricité verte, ces valeurs semblent plus ou moins plausibles. Il en résulte des recettes moyennes de 4,76 cent/kWh pour la force hydraulique suisse en 2016.

Ces recettes sont comparées aux coûts de revient moyens complets, pondérés en fonction de la production, pour l'année 2016, tels que décrits au chapitre 4. Du point de vue de la branche, les coûts de revient complets, y compris le rendement des capitaux propres et les frais généraux, sont de 7,43 cent/kWh. Du point de vue de l'OFEN, les coûts de revient complets sont inférieurs d'environ 0,7 cent/kWh et se situent à 6,74 cent/kWh en raison d'une rémunération du capital moins élevée et de frais généraux moins importants.

Si les coûts de revient spécifiques sont déduits des recettes de marché spécifiques de la force hydraulique suisse en cent/kWh et que la valeur qui en résulte est multipliée par la quantité d'électricité vendue sur le marché, on obtient une valeur pour la rentabilité de la force hydraulique suisse. Ce chiffre est négatif depuis plusieurs années. Cet argent manquant ne doit pas être confondu avec une perte, puisque les coûts de revient comprennent déjà un rendement des capitaux propres ou un bénéfice.

La figure 12 présente pour l'année 2016 la différence entre les coûts de revient complets et les recettes de la production des centrales hydroélectriques suisses qui est vendue sur le marché. Cette production correspond à la moitié de la production hydroélectrique suisse. Du point de vue de la branche, cela représente CHF 425 millions ou CHF 315 millions après déduction de la prime de marché d'environ CHF 110 millions déjà mentionnée. Du point de vue de l'OFEN, les sommes manquantes s'élèvent à CHF 311 millions ou CHF 201 millions après déduction de la prime de marché. Il convient toutefois de noter qu'en ce qui concerne les coûts de revient, du point de vue de la branche, des bénéfices de CHF 265 millions (= rendement des capitaux propres de 1,61 cent/kWh multiplié par une production sur le marché de 16,55 TWh) sont compris. Selon l'OFEN, un bénéfice de CHF 210 millions (= rendement des capitaux propres de 1,28 cent/kWh multiplié par une production sur le marché de 16,55 TWh) est déjà inclus. Cela confirme donc le rapport de l'ECom d'août 2017. Il en ressortait que la force hydraulique suisse dans son ensemble n'enregistre actuellement aucune perte, mais

---

<sup>7</sup> Rapport de l'ECom adressé à la CEATE-N concernant la transformation et l'extension des réseaux électriques, ECom, 29.08.2017.



qu'une partie de l'argent nécessaire pour générer un rendement des capitaux propres adapté au marché et aux risques fait défaut.

Sur la base de ces chiffres, on peut affirmer que la force hydraulique suisse dans son ensemble se porte encore relativement bien. En particulier, en considérant qu'environ 50 % de la production se trouve dans l'approvisionnement de base et donc que des coûts de revient, y compris un rendement des capitaux propres relativement élevé, d'un montant d'environ 265 millions de francs peuvent être retirés (=1,61 cts/kWh de rendement des CP multiplié par l'autre moitié de 16,55 TWh de production dans l'approvisionnement de base). Il convient toutefois également de faire des distinctions entre les différentes sociétés. Dans la situation actuelle, bon nombre d'entreprises ont, par exemple, de la difficulté à générer des recettes suffisantes, en raison de coûts de revient supérieurs à la moyenne et du fait qu'elles n'ont que peu ou pas de consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base.

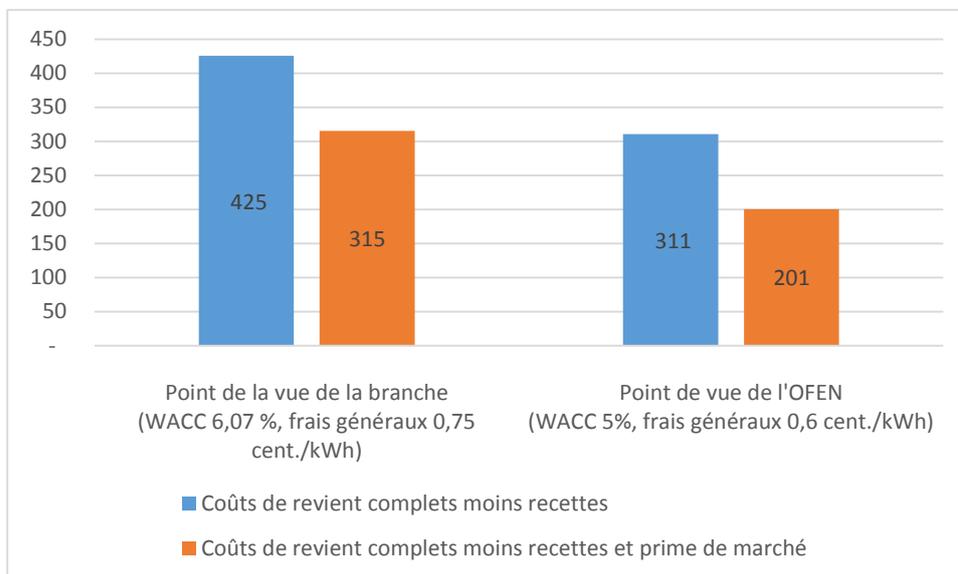


Figure 12: Coûts de revient non couverts pour la part des centrales hydroélectriques suisses qui vendent leur production sur le marché (en 2016)

## 10 Résumé

A l'automne 2017, l'Office fédéral de l'énergie a procédé à une analyse détaillée de la rentabilité de la force hydraulique suisse sur la base d'une enquête auprès des exploitants de la force hydraulique suisse. En raison de la disparité des réponses à l'enquête, tant sur le plan de l'exhaustivité des données que sur celui de leur structure et de leur présentation, une interprétation cohérente s'est avérée difficile. Malgré la structure complexe de la force hydraulique suisse, la branche s'est efforcée de fournir des chiffres uniformes. Le résultat des évaluations correspond aux estimations précédentes de l'OFEN sur les coûts de revient et sur la rentabilité de la force hydraulique suisse, ainsi qu'à l'analyse de l'EICOM d'août 2017. Bien qu'il ait été possible de déterminer le niveau des différents éléments de coûts de manière relativement claire concernant les coûts, on relève un manque de transparence s'agissant des recettes ainsi que du volume des ventes dans l'approvisionnement de base. Il appartiendrait à la branche de veiller à la transparence nécessaire. L'OFEN estime à environ 310 millions de francs par an, le montant manquant pour couvrir les coûts de revient de la production vendues sur le marché des centrales hydroélectriques (y compris un rendement de CP calculé ou un bénéfice de 210 millions de francs). Cette production correspond à la moitié de la production hydroélectrique



suisse. Après déduction de la prime de marché de près de CHF 110 millions qui a déjà été décidée pour les cinq prochaines années, le montant manquant avoisine CHF 200 millions. La rentabilité de la part de la force hydraulique en Suisse vendue sur le marché dépend fortement des prix de l'électricité échangés sur les bourses européennes. Les prix de l'électricité, libellés en francs suisses, ont augmenté de près de 25 % depuis le creux absolu atteint en 2016. Ceci permet de réduire la pression financière pour la force hydraulique suisse. Il est cependant impossible de répondre ici à la question de savoir dans quelle mesure les prix de l'électricité vont continuer à se redresser au cours des prochains mois.