



10 mars 2015

13.074 n Stratégie énergétique 2050, premier volet

---

## **Centrales hydrauliques: impact du franc fort** Actualisation à l'intention de la CEATE-E

1. Rapport à l'intention de la CEATE-N  
«Rentabilité des centrales hydrauliques  
existantes» (2014)
  2. Etude sur les perspectives de la grande  
hydraulique en Suisse «Perspektiven für die  
Grosswasserkraft in der Schweiz» (2013)
-

# Rapport à l'intention de la CEATE-N: rentabilité des centrales hydrauliques existantes (2014)<sup>1</sup>

## 1. Contexte

L'OFEN a examiné en été 2014 la rentabilité des centrales hydrauliques existantes sur mandat de la sous-commission «Force hydraulique» de la CEATE-N. Les données fournies par les exploitants et par les cantons concernent 58 centrales au total (34 centrales au fil de l'eau, 19 centrales à accumulation et 5 centrales de pompage-turbinage) qui produisent 23 108 GWh au total, soit environ **65% de la production de la force hydraulique en Suisse** (et non 65% des centrales hydrauliques existantes en Suisse).

Les données disponibles ont permis d'analyser les coûts de revient des différents aménagements hydroélectriques, en partie répartis selon les composantes des coûts. Sur la base des données fournies par la branche, il n'a cependant pas été possible de prendre en considération trois facteurs:

- premièrement: les coûts des services centraux et de la commercialisation de l'électricité (coûts indirects) qui sont engendrés non pas dans les sociétés partenaires mais dans les sociétés propriétaires<sup>2</sup>;
- deuxièmement: les coûts des fonds propres théoriques qui ont tendance à être plus élevés que ceux figurant dans les rapports de gestion des sociétés partenaires fixés parfois de manière «politique»;
- troisièmement: les revenus supplémentaires provenant des services-système qui sont engendrés par l'optimisation et la commercialisation de l'électricité chez les sociétés propriétaires.

La production cumulée des différents aménagements hydroélectriques est présentée par ordre croissant des coûts de revient et comparée avec les prix moyens de l'électricité sur le marché suisse (Swissix) en 2008 et en 2013 (fig. 1).

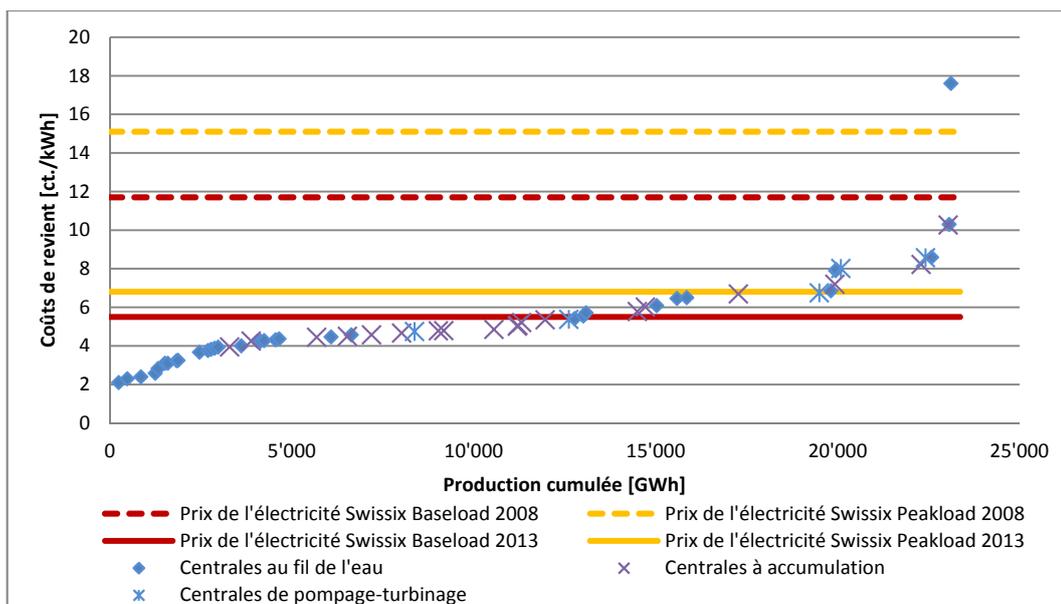


Fig. 1: Production cumulée présentée par ordre croissant des coûts de revient (état: été 2014).

<sup>1</sup> Rentabilité des centrales hydrauliques existantes. Rapport à l'intention de la CEATE-N, OFEN, 7 août 2014

<sup>2</sup> Swisselectric part de l'hypothèse de coûts indirects de 0,8 ct./kWh au maximum (AES Bulletin 2/2015).

## 2. Changement des conditions-cadres depuis l'été 2014

Certaines conditions-cadres importantes pour la rentabilité des centrales hydrauliques suisses ont changé depuis l'été 2014.

Ces changements concernent notamment:

- *L'évolution des prix de l'électricité:* par rapport à 2013, les prix de l'électricité sur le marché suisse (Swissix) ont encore chuté de près de 20% en 2014: l'énergie en ruban (Swissix Day Base) est passée en moyenne de 5,5 ct./kWh en 2013 à 4,5 ct./kWh en 2014 et l'énergie de pointe (Swissix Month Peak) est passée en moyenne de 6,8 ct./kWh en 2013 à 5,5 ct./kWh en 2014.
- *L'évolution du cours de change:* avec la suppression du taux plancher du franc suisse par rapport à l'euro le 15 janvier 2015, l'euro se retrouve presque à la parité avec le franc suisse. Depuis, le cours s'est rétabli aux alentours de 1,07 CHF/EUR (état: fin février), ce qui correspond encore toujours à une dépréciation de l'euro de plus de 11%. Si l'on calcule les prix moyens de 2014 (Swissix) avec le nouveau cours de l'euro, il en résulte des prix de l'électricité de 3,9 ct./kWh Base et de 4,8 ct./kWh Peak pour les centrales hydrauliques suisses. Une estimation réalisée avec les prix de l'électricité sur le marché à terme en Allemagne arrive pour les prochaines années à un niveau de prix bas persistant du même ordre de grandeur.
- *Les redevances hydrauliques:* ces évolutions contrastent avec le relèvement du taux maximum défini dans le droit fédéral de la redevance hydraulique décidé en 2010: le taux maximum de la redevance hydraulique applicable défini à l'article 49 de la loi sur les forces hydrauliques (LFH, RS 721.80) a été relevé de 10% pour atteindre 110 francs par kW de puissance brute mécanique moyenne au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Actuellement, on ne peut pas encore prévoir si les collectivités publiques titulaires du droit de disposer augmenteront effectivement les redevances hydrauliques au taux maximum prévu par la loi. Par exemple, le Grand Conseil du canton de Berne a approuvé en janvier 2015 une intervention qui demandait d'y renoncer. Si l'on part de l'hypothèse que les redevances hydrauliques sont relevées pour tous les aménagements hydroélectriques, les coûts de revient augmenteront d'environ 0,2 ct./kWh en moyenne.

### 3. Résultat de l'analyse

La fig. 2 ci-après présente la situation actuelle des centrales hydrauliques. En comparaison avec la fig. 1 à la page 2, la **courbe des coûts de revient** s'est légèrement déplacée vers le haut à cause des redevances hydrauliques (dans l'hypothèse que tous les aménagements hydroélectriques doivent verser les redevances hydrauliques maximales) alors que les prix sur le marché ont nettement chuté en raison de l'évolution des prix en 2014 et du nouveau taux de change.

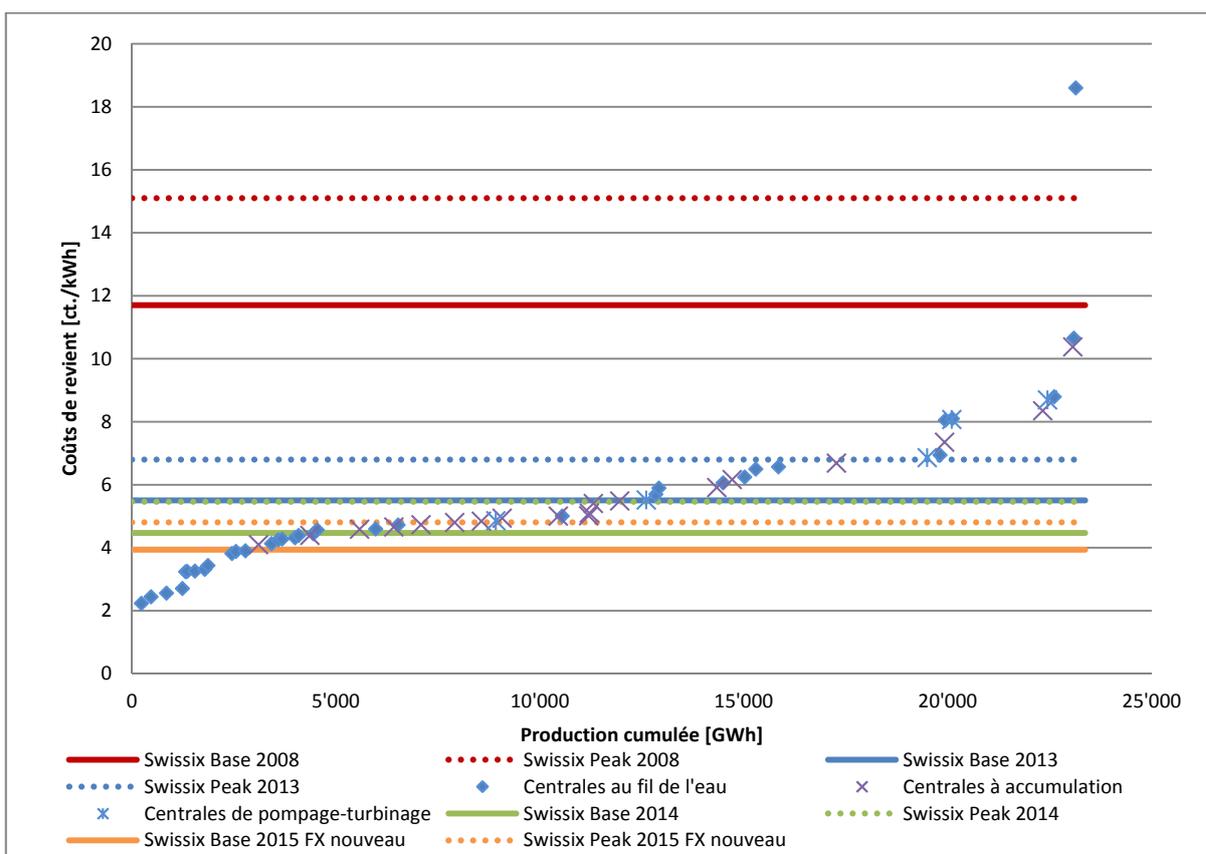


Fig. 2: Courbe actualisée des coûts de revient (état: février 2015).

#### Comparaison des résultats obtenus en août 2014 et en février 2015

- En août 2014, environ 50% de la **production hydraulique** étudiée dans l'échantillon disponible se situait encore au-dessous des prix du marché.
- En raison des évolutions survenues depuis, seulement environ 25% de l'électricité hydraulique est encore produite dans le présent échantillon à un prix inférieur au marché.

Remarque: l'échantillon des données mises à disposition de l'OFEN par la branche ne représente que 65% de la production hydraulique totale en Suisse. En outre, il contient aussi des données d'entreprises d'interconnexion qui n'ont pas de clients dans l'approvisionnement de base. Or, l'électricité est fournie à ces derniers aux coûts de revient. L'EICOM estime qu'actuellement près de 50% de la production hydraulique totale en Suisse est vendue au coût de revient à des clients finaux dans l'approvisionnement de base.

Sur la base de l'échantillon mentionné, l'OFEN a en outre analysé la structure des coûts des centrales hydrauliques. Pour ce faire, il distingue les *coûts variables* (coûts d'exploitation) des *coûts fixes* (coûts des fonds propres et des fonds de tiers, impôts, amortissements, redevances hydrauliques). L'évaluation a donnée l'image suivante (cf. fig. 3):

- Avec les prix actuels de l'électricité, la plupart des installations étudiées peuvent couvrir les **coûts variables** (surface verte dans la fig.; coûts d'exploitation), ce qui signifie qu'aucune installation ne doit être arrêtée à court terme pour des raisons économiques.
- Avec les prix actuels de l'électricité, la plupart des installations étudiées n'arrivent cependant pas à couvrir la totalité des **coûts fixes**. La situation s'est aggravée avec la dépréciation de l'euro par rapport au franc le 15 janvier 2015 et avec le relèvement des redevances hydrauliques de 100 à 110 francs au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

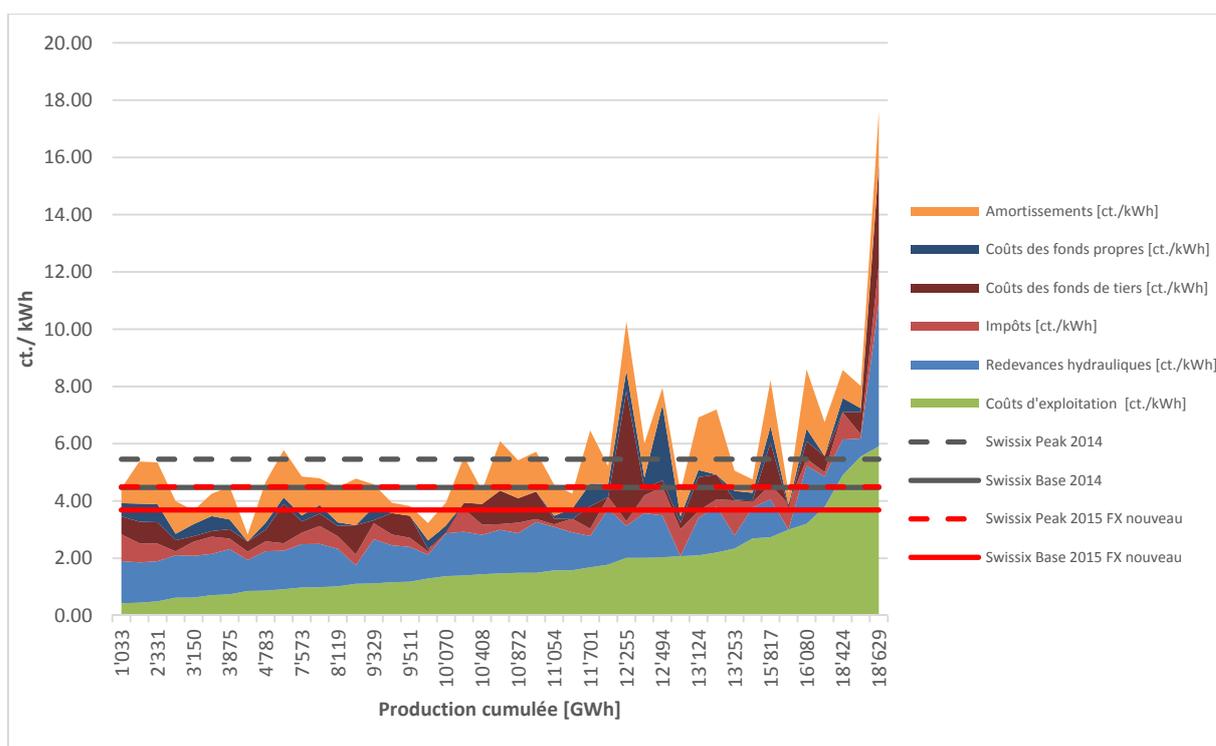


Fig. 3: Structure des coûts des aménagements hydroélectriques dans l'échantillon étudié, OFEN

#### 4. Résumé de la situation actuelle des centrales hydrauliques existantes

Les coûts de revient des aménagements hydroélectriques varient relativement beaucoup selon le type de centrale et les conditions physiques. Une grande partie des coûts supportés par les centrales hydrauliques concernent les coûts de capitaux, les impôts et les redevances hydrauliques qui sont considérés comme des coûts fixes. En raison de la structure complexe de la branche hydraulique suisse,

les coûts et les revenus ne sont pas toujours attribués à la même société mais répartis entre différents partenaires et propriétaires ainsi que les pouvoirs publics. Il n'est par conséquent pas possible de présenter précisément la rentabilité de chaque installation et les résultats sont entachés d'un certain flou.

D'un point de vue général, on peut néanmoins affirmer que les perspectives économiques des centrales hydrauliques suisses se sont assombries après de nombreuses années de gains élevés. Depuis l'été 2014, l'évolution des prix sur les marchés de l'électricité et la suppression du taux plancher de l'euro ont encore nettement aggravé la situation. Les sociétés qui réalisent une grande part de leurs ventes à leurs propres clients finaux dans l'approvisionnement de base peuvent répercuter leurs coûts de revient sur ces derniers et ne sont ainsi exposées que partiellement aux prix actuellement bas sur les marchés.

Une centrale a la possibilité d'influencer directement les coûts généraux et les coûts variables. Dans le domaine des coûts fixes, ce sont avant tout les actionnaires et les propriétaires qui peuvent décharger les centrales en adaptant le rendement des fonds propres, par exemple.

# Etude: perspectives de la grande hydraulique en Suisse<sup>3</sup>

## 1. Contexte

L'OFEN a mené en 2013 une étude sur la rentabilité de projets de construction et d'agrandissement de grandes centrales hydrauliques. Cette étude nécessitait d'avoir accès à des données relatives à la rentabilité de projets dans le domaine de l'augmentation des capacités de grandes centrales hydrauliques et de la construction de nouvelles centrales. Les entreprises Axpo, Alpiq, ewz, SIG, BKW, Repower, Groupe E et Kraftwerk Birsfelden ont fourni les données relatives à la rentabilité de 25 projets de grandes centrales hydrauliques.

Les projets examinés dans l'étude doivent être mis en service entre 2015 et 2025. Les durées d'exploitation prévues vont de 31 à 80 ans, ce qui signifie qu'aussi bien les revenus que les coûts devaient être présentés sur une période de 80 ans.

Afin de pouvoir calculer les revenus provenant de la vente de l'électricité produite, l'OFEN a utilisé une courbe des prix horaires élaborée par Frontier Economics pour une étude sur le pompage-turbinage<sup>4</sup>.

Les calculs de Frontier Economics reposent sur un modèle fondamental qui représente l'ensemble du parc européen de centrales, y compris les restrictions du réseau.

Les données-cadres de l'économie énergétique (prix du pétrole, prix du gaz, prix du CO<sub>2</sub>) sont tirées des perspectives énergétiques 2050 de septembre 2012. Les hypothèses sur les cours de change (de 2020 à 2050) ont été reprises de l'étude sur les conséquences économiques de la SE 2050 réalisée par Ecoplan (Energierstrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen):

	2020	2035	2050	Etat février 2015
Gaz	34 €/MWh	36 €/MWh	35 €/MWh	23 €/MWh
Charbon	12 €/MWh	12 €/MWh	11 €/MWh	7 €/MWh
Pétrole	100 US\$/bbl	114 US\$/bbl	117 US\$/bbl	59 US\$/bbl
CO <sub>2</sub>	26 €/t	32 €/t	34 €/t	7 €/t
Cours de change	1,43 CHF/€	1,35 CHF/€	1,23 CHF/€	1,07 CHF/€

Tableau 1: Hypothèses sur l'évolution des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> (prix réels 2010), en bleu: prix, état en février 2015

<sup>3</sup> Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz; Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, OFEN, 12 décembre 2013 (en allemand, résumé en français)

<sup>4</sup> Frontier Economics 2013: «Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energierstrategie 2050», Frontier Economics sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, décembre 2013 (en allemand, résumé en français)

La fig. ci-après présente la courbe des prix de l'électricité jusqu'en 2050 résultant des calculs de l'étude 2013.

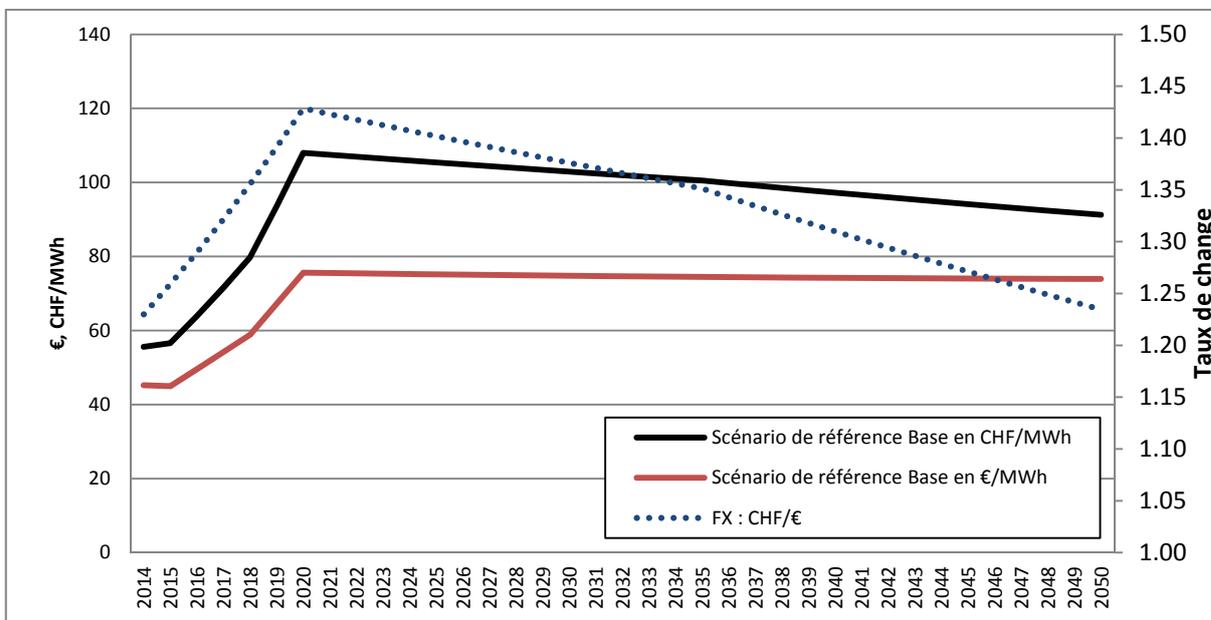


Fig. 4: Hypothèses sur l'évolution des prix de l'électricité

Afin de pouvoir cerner l'insécurité relative aux paramètres d'entrée, les scénarios et sensibilités suivants ont été calculés lors de l'évaluation.

- Scénario de référence
- Prix + 20% (prix supérieurs de 20% sur toute la période considérée)
- Prix - 20% (prix inférieurs de 20% sur toute la période considérée)
- Nouveau cours de change (cours de change de 1,21 à 1,23 CHF/€ sur toute la période considérée)
- WACC bas (hypothèse d'un WACC nominal de 4,83% au lieu de 6,20% dans le scénario de référence)

L'évaluation a révélé que:

- Dans le scénario de référence, seul un des 25 projets est rentable.
- Les autres projets se situent légèrement ou nettement en dessous du seuil de rentabilité.
- Les résultats des sensibilités montrent les effets escomptés avec 5 projets rentables dans les sensibilités Prix + 20% et WACC bas.
- Dans les sensibilités Prix - 20% et nouveau cours de change, un seul projet se situe comme auparavant au-dessus du seuil de rentabilité alors que tous les autres se situent nettement en dessous.

## 2. Changement des conditions-cadres depuis l'été 2014

Concernant l'hypothèse relative aux prix de l'électricité, on a escompté, en se fondant sur les perspectives énergétiques 2050, que les prix de l'électricité augmenteront relativement vite de 2014 à 2020 de 58 CHF/MWh à 108 CHF/MWh (cf. fig. 4) en raison de la prévision d'un rétablissement de l'économie

dans l'Union européenne avec pour conséquences une normalisation de la demande d'électricité, des prix du CO<sub>2</sub> et du cours de change. Ce rétablissement ne s'est pas produit. Comme les prix de l'électricité ont continué à chuter, la situation s'est même détériorée. A la bourse, la courbe forward est en outre plate, à un bas niveau, ce qui fait une grande différence par rapport à l'hypothèse émise pour l'étude de 2013.

### 3. Résultats de l'analyse

Sur la base du changement précité des conditions-cadres, l'OFEN a remanié la fig. 4 relative à l'évolution des prix de l'électricité en faisant les hypothèses suivantes:

- Le scénario de référence correspond à celui de l'étude de décembre 2013 (cf. fig. 4).
- Dans les nouveaux scénarios de référence, le cours de change de 1,07 franc par euro est désormais conservé pour toute la période considérée.

Il existe deux variantes de nouveaux scénarios de référence:

Variante 1: prix du marché<sup>5</sup> jusqu'en 2017, passage progressif aux prix fondamentaux conformément aux hypothèses du tableau 1 avec de nouvelles hypothèses de cours de change de 2018 à 2022. En d'autres termes, on escompte entre 2018 et 2022 un passage des prix du marché connus à court terme au scénario de référence à long terme avec la reprise de l'économie.

Variante 2: prix du marché jusqu'en 2021, passage linéaire aux prix fondamentaux conformément aux hypothèses émises dans le tableau 1 avec de nouvelles hypothèses de cours de change de 2022 à 2035.

La fig. 5 ci-après montre la différence entre les prix de l'électricité hypothétiques et les prix négociés actuellement à la bourse en partant de l'hypothèse d'un taux de change constant de 1,07 CHF/euro. Elle indique aussi les coûts de revient des projets étudiés selon le rapport de l'OFEN à l'intention de la CEATE-N du 5 août 2014 (minimums, maximums, médians et moyens pondérés en fonction de la production). L'effet de coûts d'investissement plus bas en raison de la faiblesse de l'euro (p. ex. par l'importation de composants de centrale) n'a pas été intégré dans les coûts de revient. Il apparaît que la différence entre les coûts de revient et les prix supposés du marché s'est accrue en raison de la mise à jour des courbes des prix et que les investissements impossibles à amortir des projets devraient ainsi augmenter. De ce fait, la différence entre la moyenne des coûts de revient (traitillé noir) et les prix du marché selon le scénario de référence 2 (traitillé rouge) est d'environ 10 ct./kWh (100 CHF/MWh) en 2020 et d'environ 6,6 ct./kWh (66 CHF/MWh) en 2035, alors que la différence entre la moyenne des coûts de revient et les prix du marché selon l'étude 2013 (ligne bleue) est d'environ 3,3 ct./kWh (33 CHF/MWh) en 2020 et d'environ 4,0 ct./kWh (40 CHF/MWh) en 2035.

---

<sup>5</sup> Les prix du marché pour 2015 et 2016 correspondent aux prix à terme de la zone de prix CH le 4 mars 2015. Les prix du marché de 2017 à 2021 correspondent à ceux de la zone de prix Allemagne le 4.3.2015, plus l'écart (spread) CH-DE conformément aux prix à terme 2016.

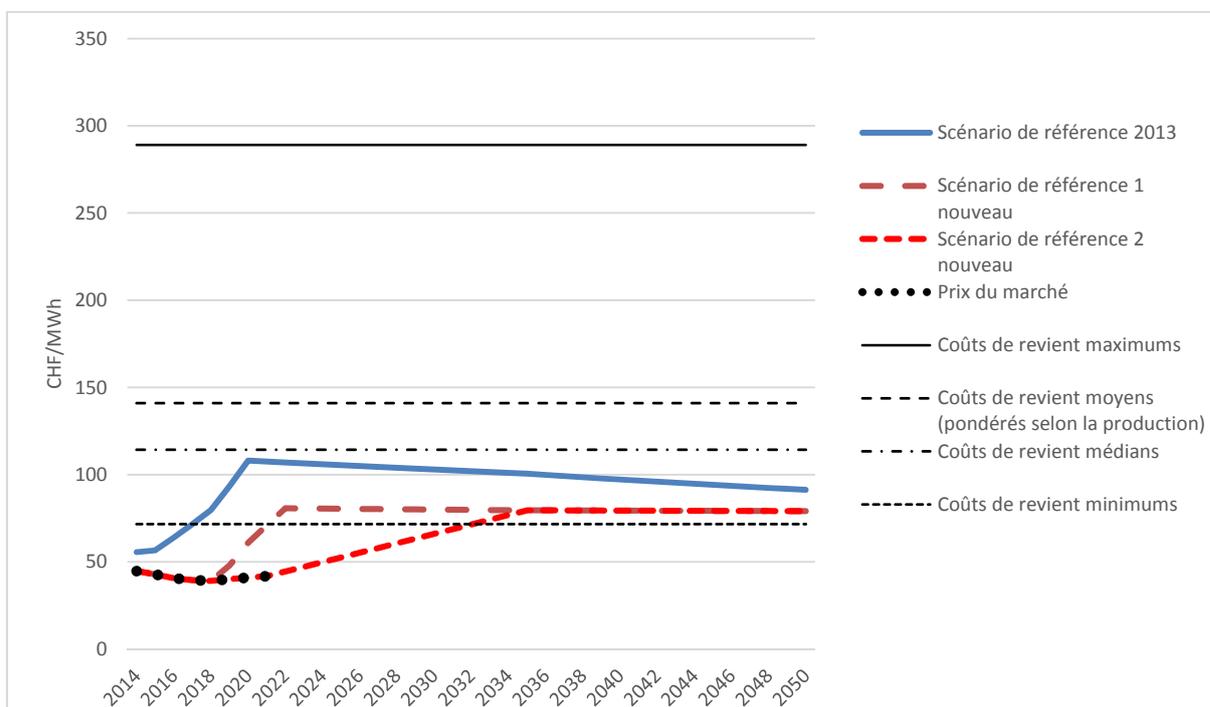


Fig. 5: Coûts de revient des projets étudiés et tracé actualisé des évolutions possibles des prix de l'électricité (cours de change 1,07 CHF/euro).

L'analyse des résultats montre que:

- Dans la variante 1 du nouveau scénario de référence, un des 25 projets est rentable, dans la variante 2 en revanche, aucun projet n'est rentable.
- La rentabilité de tous les projets diminue nettement avec les nouvelles courbes des prix.
- Les projets pourraient ainsi être ajournés pour des raisons économiques.
- Les revenus sont aussi estimés comme plus mauvais à l'extrémité longue de la courbe des prix, en raison du nouveau cours de change hypothétique, les entreprises peuvent cependant compter sur des coûts d'investissement plus faibles (importation de composants de centrale) grâce à la faiblesse de l'euro.

#### 4. Résumé de l'analyse (adaptation du cours de change) de l'étude sur les perspectives de la grande hydraulique

L'analyse de l'étude montre que c'est surtout le tracé de l'évolution des prix de l'électricité qui avait été modélisé de manière trop optimiste. La grande différence entre les prix à terme et le prix fondamental (le prix fixé au sein du modèle sur la base des données-cadres comme le prix du pétrole, le prix du gaz, le prix du charbon et le prix du CO<sub>2</sub> ainsi que le cours de change; tableau 1) résulte principalement de l'évolution du prix du gaz, du charbon et du CO<sub>2</sub> et non du franc fort.

Les prix du CO<sub>2</sub> au sein du système européen d'échange de quotas d'émission stagnent à un bas niveau en raison de la crise financière et économique dans l'Union européenne et de la promotion des

énergies renouvelables. Par ailleurs, l'exploitation de gaz non conventionnel et la baisse de la demande de charbon aux Etats-Unis due au succès de l'extraction du gaz de schiste ont fait tellement baisser le prix du charbon en Europe que des anciennes centrales à charbon déjà amorties sont de nouveau rentables.

Le franc fort produit essentiellement des effets sur les centrales hydrauliques existantes car la suppression du taux plancher de l'euro a renforcé la diminution des marges dans le négoce de l'électricité où les revenus sont libellés en euros alors que les coûts de production de l'électricité sont exprimés en francs.

Les projets de grandes centrales hydrauliques considérés dans l'étude sont prévus sur une période de 10 ans (de 2015 à 2025). Il ne faut guère s'attendre à un rétablissement des prix sur les marchés de l'électricité avant 2020. Il n'y a par conséquent pas lieu non plus de présumer que le franc fort est seul responsable du report des investissements dans le développement des capacités (agrandissements et nouvelles constructions) de la grande hydraulique. Ce sont avant tout les évolutions des prix attendues à long terme sur le marché de l'électricité qui déterminent les décisions d'investissement.

Le Conseil national a décidé lors des débats sur la stratégie énergétique de promouvoir la grande hydraulique avec des aides à l'investissement de l'ordre de 700 millions de francs réparties sur 20 ans et financées par le supplément LEne.

*OFEN, 10.3.2015*