



18 mai 2015

13.074 n Stratégie énergétique 2050, premier volet

---

# **Centrales hydrauliques existantes : Les variantes de soutien et leurs effets**

## Rapport à l'intention de la CEATE-E

---



## Contenu

Résumé .....	4
1. Contexte .....	7
2. Quels sont les besoins financiers? .....	9
3. Conditions-cadres .....	10
3.1 Objectif: maintien de la production hydroélectrique existante .....	10
3.2 Critères de soutien aux centrales hydrauliques existantes .....	10
3.3 Bases juridiques .....	10
4. Proposition de soutien de l'OFEN: rétribution de l'injection pour la grande hydraulique existante (>10 MW) .....	12
5. Autres formes de financement examinées pour le soutien .....	17
5.1 Budget ordinaire de la Confédération .....	17
5.2 Obligation de compenser le CO <sub>2</sub> pour les importateurs de carburant .....	18
5.3 Taxe CO <sub>2</sub> sur les carburants fossiles .....	18
5.4 Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) .....	18
6. Appréciation, du point de vue de la Confédération, des mesures de soutien présentées dans l'annexe .....	19
7. Aperçu des mesures (sans proposition de l'OFEN) .....	21
Annexe .....	27
Mesures de soutien financier .....	27
1. Centime hydraulique .....	27
1.1. Effets .....	27
1.2. Financement .....	27
1.3. Mise en œuvre .....	27
1.4. Evaluation juridique .....	28
2. Soutien par une prime d'injection (indemnisation de la différence de coûts) .....	28
2.1. Effets .....	28
2.2. Financement .....	28
2.3. Mise en œuvre .....	29
2.4. Evaluation juridique .....	30
3. Affectation partielle du supplément à l'électricité hydraulique .....	30
3.1 Effets .....	30
3.2 Financement .....	31
3.3 Mise en œuvre .....	31
3.4 Evaluation juridique .....	31
4. Modèles de quotas, en lieu et place de la RPC, pour les centrales hydroélectriques existantes et nouvelles .....	32
4.1 Effets .....	32
4.2 Financement .....	32
4.3 Mise en œuvre .....	32
4.4 Evaluation juridique .....	33
5. Prêts de la Confédération / cautions .....	33
5.1 Effets .....	34
5.2 Financement .....	34
5.3 Mise en œuvre .....	34
5.4 Evaluation juridique .....	35
6. Contributions provenant de la taxe sur le CO <sub>2</sub> .....	35
6.1 Effets .....	35
6.2 Mise en œuvre .....	35
6.3 Evaluation juridique .....	36
7. Obligation de compenser des importateurs de carburant .....	37
7.1 Effets .....	38
7.2 Financement .....	38
7.3 Mise en œuvre .....	38
7.4 Evaluation juridique .....	38



8. Financement par la TVA.....	38
8.1. Financement.....	39
8.2. Effets .....	39
8.3. Mise en œuvre .....	40
8.4. Evaluation juridique .....	40
Mesures générales d'allègement .....	40
9. Réduction de la redevance hydraulique .....	40
9.1. Effets .....	41
9.2. Financement.....	41
9.3. Mise en œuvre .....	41
9.4. Evaluation juridique .....	42
10. Supplément perçu sur le réseau: exemption de l'électricité provenant de la force hydraulique indigène .....	42
10.1. Effets .....	42
10.2. Financement.....	43
10.3. Mise en œuvre .....	43
10.4. Evaluation juridique .....	43
11. Société à but spécial pour les centrales hydroélectriques non rentables .....	43
11.1. Effets .....	44
11.2. Financement.....	45
11.3. Mise en œuvre .....	45
11.4. Evaluation juridique .....	45
12. La Confédération finance les centrales de pompage-turbinage, Swissgrid les exploite .....	46
12.1. Effets .....	46
12.2. Financement.....	46
12.3. Mise en œuvre .....	47
12.4. Evaluation juridique .....	47
13. Ajournement de l'ouverture complète du marché à 2019 .....	47
13.1. Effets .....	48
13.2. Financement.....	48
13.3. Mise en œuvre .....	48
13.4. Evaluation juridique .....	48
14. Les EAE doivent acheter de l'électricité à prix coûtant .....	48
14.1. Effets .....	49
14.2. Financement.....	49
14.3. Mise en œuvre .....	49
14.4. Evaluation juridique .....	49
15. Taxe différenciée sur l'électricité .....	49
15.1. Effets .....	50
15.2. Financement.....	51
15.3. Mise en œuvre .....	51
15.4. Evaluation juridique .....	51

---



## Résumé

Lors de sa séance du 1<sup>er</sup> avril 2015, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats (CEATE-E) a mandaté l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) pour qu'il examine matériellement les mesures visant à soutenir les centrales hydroélectriques existantes. Cette démarche intervient dans les conditions difficiles que connaît le marché international de l'électricité. Pour diverses raisons, ce marché se caractérise par le faible niveau des prix de l'électricité, qui pèse sur les revenus des centrales hydroélectriques indigènes. La branche déplore qu'une large part des centrales hydroélectriques produit actuellement l'électricité à un coût de revient supérieur aux prix de gros des bourses européennes de l'électricité.

Cependant, on ne sait pas au juste quel est le besoin de soutien de la force hydraulique. Les coûts de revient des centrales hydroélectriques diffèrent considérablement en fonction du type, du site et de l'âge de la centrale. A cela s'ajoute – les entretiens menés avec des experts de la branche le confirment – une structure de branche complexe, dans laquelle il est malaisé de mettre en lumière les coûts de revient spécifiques des centrales électriques. Il en résulte que les demandes non satisfaites qui émanent de la branche et de la classe politique varient entre 300 millions et 1 milliard de francs chaque année. Si la grande hydraulique doit être subventionnée, il faudra décider fondamentalement, entre autres, quel doit être le montant de ce soutien financier annuel.

L'OFEN évalue la situation de la force hydraulique comme suit:

- La force hydraulique est un important pilier de l'approvisionnement en électricité et sa position restera centrale dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.
- La Stratégie énergétique est axée sur le long terme: les objectifs de développement de la force hydraulique, par exemple, doivent être réalisés d'ici à 2035. Un horizon de planification aussi éloigné comporte des fluctuations de marché susceptibles d'influencer temporairement les perspectives de rendement de la force hydraulique tant positivement que négativement.
- La branche se trouve assurément dans une situation de marché difficile. Une détente sur le marché européen de l'électricité n'est guère attendue avant 2020. Compte tenu des prix actuels de l'électricité, nombre d'installations ne sont pas en mesure de couvrir complètement leurs coûts fixes (coûts des fonds propres, coûts des fonds de tiers, impôts, amortissements, redevances hydrauliques). Les propriétaires, c'est-à-dire les cantons et les communes, sont en premier lieu appelés à prendre des mesures pour contribuer à alléger les centrales de leurs charges (impôts, rendement des fonds propres, redevance hydraulique).
- Les données transmises à l'OFEN par la branche (elles comprennent 65% de la production totale de la force hydraulique en Suisse) permettent de constater que la plupart des exploitants de centrales hydroélectriques couvrent leurs coûts d'exploitation malgré le bas niveau actuel des prix du marché. Aucune installation ne devra être mise hors exploitation pour des raisons économiques tant que cette situation prévaudra.
- Une production électrique efficace en termes de coûts n'est guère possible avec la structure de branche actuelle. Un assainissement structurel est en tout cas indiqué pour que la force hydraulique indigène soit à l'avenir capable de faire face à la concurrence internationale.
- Une mise en œuvre rapide des mesures de soutien en faveur de la grande hydraulique existante n'est guère réalisable avant 2017, eu égard aux adaptations nécessaires de la loi (également dans le cadre de la Stratégie énergétique).
- Le but d'un possible soutien à la grande hydraulique est le maintien de la production existante.



*Sous l'angle de la politique financière*, il faut noter que l'on ne saurait évaluer les mesures de soutien financier direct de la Confédération en faveur de la grande hydraulique sans se référer à sa situation budgétaire. La situation financière actuelle de la Confédération ne lui laisse aucune marge de manœuvre pour introduire des objets de subventionnement supplémentaires. Au vu des déficits qui menacent, largement supérieurs à un milliard de francs par an, il y a plutôt lieu de penser qu'il faudra délester substantiellement le budget fédéral au cours des prochaines années. De nouvelles dépenses en faveur de la grande hydraulique ne pourraient être compensées que par des économies supplémentaires dans d'autres domaines de tâches.

Il n'est pas possible d'éviter ce problème en passant par le *budget extraordinaire*. Conformément à la loi sur les finances (LFC), les mesures extraordinaires doivent elles aussi être compensées dans un délai de six ans par des économies supplémentaires au niveau du budget ordinaire.

### **Perspective juridique**

Sous l'angle juridique, l'octroi d'aides financières est soumis aux directives suivantes:

- Toute nouvelle disposition juridique doit reposer sur une base constitutionnelle suffisante, à commencer par les art. 76, 89 et éventuellement 74 Cst.
- Simultanément, les dispositions légales ne doivent contredire aucune disposition constitutionnelle. Les interventions motivées par des raisons de politique économique ou de concurrence ne sont en principe pas souhaitables et elles ne sont admissibles qu'exceptionnellement (cf. 103 Cst.). Le principe de neutralité concurrentielle, le principe d'égalité de traitement et le principe de proportionnalité doivent être respectés dans tous les cas. Un système dont ne profiteraient d'emblée que certaines entreprises serait qualifié d'anticonstitutionnel.
- L'édition de dispositions relatives à des subventions doit s'inscrire dans les conditions-cadres prévues par la loi sur les subventions (LSu), en particulier la limitation dans le temps du soutien accordé et la limitation de la part de financement assumée par la Confédération, eu égard à la contribution propre raisonnablement exigible et à la capacité économique du bénéficiaire).
- Dans la perspective d'un éventuel accord sur l'énergie avec l'UE, il faut éviter de créer des réglementations incompatibles avec celles de l'UE. Il faut examiner en détail, dans chaque cas d'espèce, quelle mesure est admissible comme aide environnementale et dans quels cas il s'agit d'une mesure qui, motivée par des raisons de politique économique, est fondamentalement illicite en droit européen.
- Les accords internationaux (OMC, GATT, accords de libre-échange) érigent l'obligation de non-discrimination en principe fondamental. De ce fait, toute distinction entre l'électricité nationale et l'électricité étrangère est illicite.

### **Conditions du soutien**

L'OFEN a réalisé un état des lieux de mesures visant un éventuel soutien à la force hydraulique (cf. Annexe à partir de la page 27). Le tableau à la page 21 ss énumère les diverses mesures et en évalue la pertinence à l'aide d'une grille.

L'objectif principal de la prestation de soutien est de maintenir la production électrique des centrales hydroélectriques existantes. Comme la grande hydraulique contribue pour environ 90% de la production hydroélectrique annuelle, il faut apporter un soutien pertinent à certaines centrales hydroélectriques à partir de 10 MW de puissance, qui ne parviennent pas à couvrir leurs coûts (éviter le principe de l'arrosoir). Dans ce contexte, il faut surtout assurer la poursuite de l'exploitation et non pas viser un



assainissement. Les coûts d'exploitation courants de la centrale hydroélectrique visée constituent la base. Il faut aussi examiner de cas en cas si des investissements de rénovation urgents et nécessaires doivent être cofinancés. La production pour l'approvisionnement de base est exclue du soutien, puisqu'elle peut être vendue à prix coûtant en vertu de la loi. En outre, on attend des propriétaires de centrales électriques, des cantons d'implantation, des investisseurs privés et des consommateurs (aucune possibilité d'exemption pour les gros consommateurs) qu'ils fournissent aussi une contribution substantielle au soutien des centrales hydroélectriques dans un esprit de solidarité envers la force hydraulique de la Suisse. Enfin, le soutien, non reconductible, doit être fourni pendant cinq ans au maximum.

**Variante de soutien possible: rétribution de l'injection pour la grande hydraulique existante**

Conformément au mandat donné par la CEATE-E, l'OFEN a élaboré une proposition matérielle prévoyant un soutien financier de la grande hydraulique au moyen du Fonds alimenté par le supplément (chap. 4, page 12 ss).

Ce faisant, l'OFEN part du principe (selon les critères de soutien arrêtés au chapitre 3) que l'ensemble des besoins de ressources sera couvert pour moitié par le Fonds alimenté par le supplément, d'une part, et pour l'autre moitié par les contributions de tiers, notamment les propriétaires de centrales, les cantons d'implantation, les exploitants et les investisseurs privés, d'autre part.

Deux exemples chiffrés, calculés avec un seuil d'environ 120 millions de francs, respectivement un plafond de 300 millions de francs, montrent comment il faudrait relever rapidement le supplément à son maximum ou comment il faudrait redéfinir la répartition des ressources à l'intérieur du Fonds alimenté par le supplément si le financement supplémentaire de la grande hydraulique n'était pas compatible avec l'engagement actuel des ressources (supplément max. de 2,3 ct./kWh).

Comme le supplément perçu sur le réseau fait partie du tarif de l'électricité et qu'il doit, à ce titre, être communiqué par les gestionnaires de réseau dès la fin août de l'année précédente, un tel soutien serait envisageable au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Les dispositions de droit régissant les redevances considèrent comme illicite le soutien financier à la grande hydraulique existante au moyen du supplément perçu sur le réseau. La question de la compatibilité avec le droit de l'UE donne lieu à de sérieuses préoccupations puisque celui-ci interdit les aides motivées par des raisons de politique économique.



## 1. Contexte

La Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats (CEATE-E) a mandaté l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), le 1<sup>er</sup> avril 2015, pour qu'il examine toutes les mesures possibles et discutées visant à soutenir la grande hydraulique existante et qu'il soumette à la Commission, *d'un point de vue matériel*, des propositions de soutien au niveau fédéral.

La situation du marché difficile pour les entreprises d'approvisionnement en énergie, respectivement pour le secteur de la force hydraulique, a fait l'objet de suffisamment de présentations dans divers rapports de l'OFEN à l'attention de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N):

- La crise financière et de la dette en Europe pèse sur la performance économique, en particulier sur la production industrielle, ce qui réduit la demande d'énergie.
- Les fournisseurs d'énergie s'attendaient, au milieu des années 2000, à ce que la demande d'électricité, suivie du prix de l'électricité, augmente. Ils ont alors construit des centrales électriques fossiles dans toute l'Europe et ont créé des surcapacités.
- Les prix du CO<sub>2</sub> sont à un bas niveau dans le système européen d'échange de quotas d'émission, du fait de la crise économique et financière dans l'UE et parce que les énergies renouvelables sont encouragées.
- L'exploitation non conventionnelle de gaz et la demande décroissante de charbon aux Etats-Unis ont fait baisser le prix du charbon en Europe au point que de vieilles centrales électriques à charbon amorties sont de nouveau rentables.
- Le développement encouragé des énergies renouvelables (énergie solaire et énergie éolienne) a progressé à une cadence que les fournisseurs d'énergie n'avaient pas attendue. Cette électricité est rétribuée indépendamment de l'offre actuelle d'électricité. Il en découle une réduction des prix de marché, une évolution qui évince les centrales électriques conventionnelles en réduisant leur rentabilité (effet de l'ordre de mérite, «merit order»).
- Les processus et les machines industriels de même que les appareils en général deviennent plus efficaces. En outre, l'efficacité énergétique reçoit le soutien de l'Etat dans toute l'Europe. Cette situation freine la demande d'électricité.

En été 2014, l'OFEN a examiné, sur mandat de la sous-commission en charge de la force hydraulique de la CEATE-N, la *rentabilité des centrales hydroélectriques existantes*.<sup>1</sup> Les données, mises à disposition par les exploitants et les cantons, comprenaient quelque 65% de la production hydroélectrique de la Suisse. Depuis l'été 2014, diverses conditions-cadres intéressant la rentabilité de la force hydraulique ont changé. Les prix de marché de l'électricité pertinents pour la Suisse ont encore une fois chuté, d'environ 20%, en 2014. En outre, la suppression du taux plancher face à l'euro par la Banque nationale suisse concerne également la force hydraulique existante, puisque les produits à la bourse de l'électricité sont comptabilisés en euros, tandis que les coûts se calculent en francs. De plus, au 1<sup>er</sup> janvier 2015, la redevance hydraulique maximale prévue par le droit fédéral a été relevée de 100 à 110 francs par kilowatt (kW).

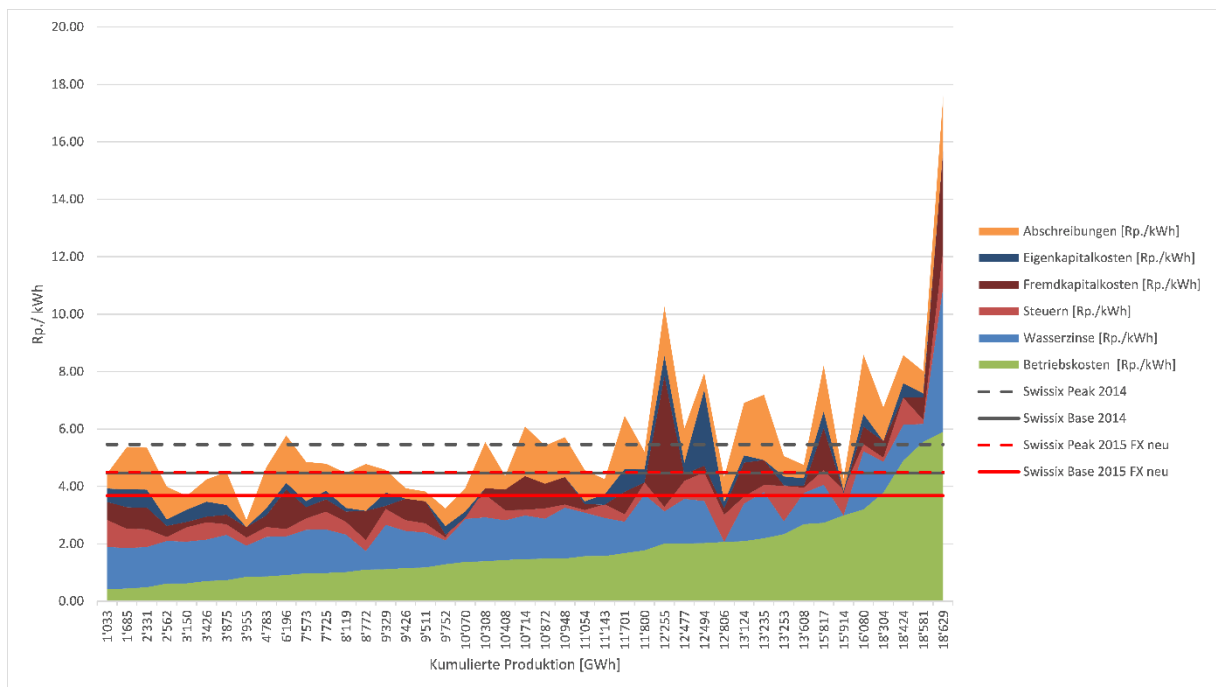
Selon l'actualisation de l'analyse de la rentabilité des centrales hydrauliques existantes, 25% environ de la production hydroélectrique (pas des centrales hydroélectriques) de l'échantillon mentionné sont

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



actuellement *produits* au-dessous du prix de marché<sup>2</sup>. Il faut toutefois relativiser en précisant que, dans l'échantillon visé, une partie importante des données provient d'entreprises du réseau d'interconnexion (p. ex. Alpiq, Axpo), qui n'ont pas de clients dans l'approvisionnement de base et qui, de ce fait, doivent vendre l'électricité au prix du marché. La Commission fédérale de l'électricité (EiCom) estime qu'environ 50% de l'ensemble de la production hydroélectrique suisse concernent l'approvisionnement de base, que cette part peut être vendue à prix coûtant aux clients finaux et qu'à tout le moins aucune perte ne survient en l'occurrence. Par contre, la branche table sur seulement 30% de production hydroélectrique écoulee dans l'approvisionnement de base. La différence entre les estimations du régulateur et celle de la branche est donc considérable.

En outre, l'OFEN a analysé la *structure des coûts des centrales hydroélectriques* sur la base de l'échantillon mentionné. On y distingue les coûts variables (coûts d'exploitation) des coûts fixes (coûts des fonds propres, coûts des fonds de tiers, impôts, amortissement, redevances hydrauliques) (cf. illustration 1). Une large part des installations couvre ses coûts d'exploitation. Tant que ces coûts sont couverts, il est plus avantageux de laisser une centrale électrique en exploitation que de la retirer du réseau. Mais la plupart des installations examinées ne sont pas en mesure, aux prix actuels de l'électricité, de couvrir tous leurs coûts fixes. Dans une telle constellation, il appartient aux propriétaires (dans le cas de la branche hydroélectrique, il s'agit en premier lieu des cantons) d'injecter du capital supplémentaire et/ou de s'accommoder d'une réduction de rendement des fonds propres, en renonçant par exemple au versement de dividendes. Compte tenu de cette situation non rentable, les propriétaires et les investisseurs ne sont guère incités à (ré-)investir dans les centrales hydroélectriques à moyen ou à long termes<sup>3</sup>.



**Illustration 1** Structure de coûts des installations hydroélectriques et détails concernant les coûts dans l'échantillon étudié par l'OFEN.

<sup>2</sup> Centrales hydrauliques: impact du franc fort. Actualisation. Rapport à l'intention de la CEATE-E, 10 mars 2015.

<sup>3</sup> Dans ses calculs des coûts de revient des grandes centrales hydrauliques, Swisselectric considère des coûts overhead de 0,8 ct./kWh en moyenne. Article «Steigende Kosten, sinkende Preise», bulletin de l'AES 2/2015 (en allemand, résumé en français).





### **Clarification notionnelle: soutien vs encouragement**

Le présent rapport distingue le soutien de l'encouragement:

Le *soutien* est apporté aux grandes centrales hydroélectriques non rentables *existantes* (>10 MW de puissance).

L'*encouragement* (ou *promotion*) concerne le *développement* des nouvelles énergies renouvelables de même que les *agrandissements* et *rénovations* considérables de centrales hydroélectriques.

Le présent rapport examine donc les mesures de soutien pour la grande hydraulique existante.

## **2. Quels sont les besoins financiers?**

Il est extrêmement difficile d'évaluer les besoins financiers des centrales hydroélectriques de la Suisse. C'est pourquoi les avis divergent à ce sujet. L'estimation des besoins financiers dépend de l'appréciation des coûts de revient et de l'ampleur attendue du soutien. Les arguments et les exigences de la classe politique et des représentants de la branche divergent:

- Dans leur document de positionnement «*Wirbelsäule Wasserkraft – Schweizer Wasserkraft vor existenziellen Schwierigkeiten (Alpiq, IWB, FMV, AET)*», les auteurs postulent un soutien nécessaire de 1,5 ct./kWh pour la force hydraulique, soit 450 millions de francs par an. Ils ne précisent pas quelle part de la production n'est pas rentable ou mérite d'être soutenue.
- L'*Association des entreprises électriques suisses (AES)* demande que les consommateurs d'électricité paient la redevance hydraulique au cours des cinq prochaines années. La somme des redevances hydrauliques annuelles est actuellement d'environ 570 millions de francs.
- L'*Organisation faitière de l'économie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (AEE Suisse)* chiffre les besoins de soutien de la grande hydraulique entre 300 et 400 millions de francs par an.

L'OFEN a également procédé à une évaluation de manière aussi rigoureuse que possible sur la base des données qui lui sont accessibles. Selon l'analyse réalisée par l'OFEN quant à la rentabilité de la force hydraulique, il est actuellement possible de produire au moins 25% de l'électricité hydraulique de manière rentable et d'en vendre environ 50% à prix coûtant aux clients captifs (selon l'estimation de l'EiCom, la branche parle d'environ 30% de la production vendue aux clients captifs). En d'autres termes, quelque 25% ou 9 térawattheures (TWh) de la production d'électricité hydraulique ne sont plus rentables. L'OFEN ne sait sur combien de centrales hydroélectriques cette production de 9 TWh se répartit. Si, pour calculer les besoins de soutien, on adoptait l'approche présentée dans le document de positionnement mentionné («*Wirbelsäule Wasserkraft – Schweizer Wasserkraft vor existenziellen Schwierigkeiten (Alpiq, IWB, FMV, AET)*»), les besoins de soutien annuels seraient compris entre 90 et 180 millions de francs.

En résumé, nous pouvons noter ce qui suit: selon la position adoptée et le regard que l'on porte, en particulier selon le type de coûts (coûts complets, coûts d'exploitation, coûts fixes) au centre des considérations, les coûts annuels non couverts des centrales hydroélectriques existantes oscillent entre 90 millions et un milliard de francs.



### 3. Conditions-cadres

#### 3.1 Objectif: maintien de la production hydroélectrique existante

Certaines centrales hydroélectriques non rentables doivent être soutenues, après un examen individuel, dans l'unique but de garantir la production. Toutes les parties prenantes doivent fournir leur part du soutien (principe de solidarité).

Un éventuel soutien de certaines centrales hydrauliques au moyen de ressources publiques devrait conduire à inciter les destinataires à réaliser des optimisations et à dissoudre les actuelles structures inefficaces, afin d'améliorer l'efficacité des coûts. C'est pourquoi un soutien visant les frais courants ne devrait pas comprendre le total du montant faisant défaut, mais seulement une partie de celui-ci.

#### 3.2 Critères de soutien aux centrales hydrauliques existantes

Le soutien de la Confédération doit avant tout garantir la poursuite de l'exploitation de la centrale hydroélectrique concernée. Les coûts d'exploitation de la centrale visée constituent la base. Il faut aussi examiner de cas en cas si des investissements de rénovation urgents et nécessaires doivent être financés. C'est pourquoi l'OFEN recommande de se référer aux principes suivants:

- **Grande hydraulique:** les grandes centrales hydroélectriques existantes, c'est-à-dire les centrales d'une puissance >10 MW, sont soutenues. La grande hydraulique assure 90% de la production hydroélectrique de la Suisse.<sup>4</sup>
- **Production sur le marché:** la production pour l'approvisionnement de base est exclue de tout soutien, puisqu'elle peut être vendue à prix coûtant, au prix de revient, en vertu de la loi.
- **Examen au cas par cas:** l'examen porte sur le cas d'espèce. Le soutien vise à alléger spécifiquement la charge des centrales hydroélectriques menacées par la faillite; il ne doit pas suivre le principe de l'arrosoir.
- **Contribution de solidarité sans possibilité d'exemption:** les propriétaires de centrale, les cantons d'implantation, les consommateurs et les éventuels investisseurs privés fournissent une contribution, afin de réduire les coûts non couverts (renonciation à la redevance hydraulique et le cas échéant à des recettes fiscales, rendement des fonds propres, rendement des fonds de tiers, contribution de tous par le biais du supplément perçu sur le réseau, pas de possibilité d'exemption pour les gros consommateurs).
- **Limitation dans le temps:** le soutien se déploie pendant au maximum cinq ans et il n'est pas reconductible.
- **Coûts d'exploitation:** seules les charges courantes sont prises en compte pour calculer le besoin de soutien.

A partir de la page 21, les mesures examinées dans l'annexe sont énumérées dans un tableau synoptique où elles sont évaluées selon les critères de soutien présentés ci-dessus.

#### 3.3 Bases juridiques

##### Considérations constitutionnelles

Pour octroyer des aides financières, il faudrait créer dans la loi sur l'énergie une base juridique qui repose sur un fondement constitutionnel suffisant (les art. 76, 89 et éventuellement 74 Cst. sont surtout

---

<sup>4</sup> Les centrales de pompage-turbinage de Linth Limmern et Nant de Drance n'entrent pas dans la catégorie des centrales électriques existantes.



concernés). Simultanément, aucune autre disposition constitutionnelle ne devrait contredire cette base juridique.

En vertu de l'art. 89, al. 3, Cst., la Confédération encourage seulement le développement de techniques énergétiques et non pas leur application. Simultanément, toutefois, l'art. 89, al. 2, Cst. contient une compétence législative de principe de la Confédération dans le domaine de l'utilisation des énergies indigènes et des énergies renouvelables. Cette compétence autorise la Confédération non seulement à fixer des principes, mais aussi à édicter ponctuellement des réglementations détaillées et approfondies. Dans le cadre des réglementations matérielles dont l'édition relève de sa compétence, la Confédération est aussi habilitée à prévoir des soutiens financiers et à en régler les conditions-cadres et les conditions spécifiques. C'est pourquoi la Confédération devrait être compétente pour arrêter des mesures de soutien à la production d'électricité hydraulique. Cependant, une certaine réserve devrait être à tout le moins de mise, eu égard à la compétence promotionnelle limitée visée à l'art. 89, al. 3, Cst., qui ne prévoit justement pas l'encouragement de l'application même des techniques de production (c'est-à-dire une promotion au-delà du stade de développement proprement dit).

En outre, au moment de concevoir concrètement la mesure de soutien, il faudrait veiller à ce que cette mesure ne viole ni le principe d'égalité de traitement ni le principe de neutralité concurrentielle. A ce sujet, on peut dire que des interventions ne sont en principe pas souhaitables si elles sont motivées par des raisons de politique économique ou de politique de la concurrence (plutôt que de politique énergétique). Un système dont ne pourraient profiter d'emblée que certaines entreprises serait anti-constitutionnel à ces égards.

Les mesures motivées par des raisons de politique économique peuvent éventuellement s'appuyer sur l'art. 103 Cst. Mais dans ce cas également, les principes de neutralité concurrentielle et de proportionnalité doivent être respectés. Le soutien doit être axé sur des secteurs économiques dans leur ensemble. Il serait illicite de promouvoir seulement certaines entreprises. Autrement dit, la mesure de soutien ne devrait pas être conçue de manière telle que, d'emblée et de façon prévisible, seules certaines entreprises choisies remplissent les conditions leur permettant d'être encouragées. Par contre, cette contrainte n'exclut pas que seule une partie des entreprises ne bénéficient au final *effectivement* du soutien en raison des conditions fixées (et valables pour toutes les entreprises). La limite entre un choix – certes limitant mais encore approprié – de conditions de soutien et une orientation illicite du soutien au bénéfice de quelques entreprises est délicate; cet aspect doit faire l'objet d'un examen et d'une pondération approfondis lors de la conception d'une mesure.

### **Compatibilité avec le droit européen et obligations internationales de la Suisse**

Lors de la modification d'actes législatifs, il faut éviter, dans la perspective d'un éventuel accord sur l'énergie avec l'UE, que des réglementations incompatibles avec celles de l'UE ne soient créées. L'octroi de contributions de soutien devrait constituer à n'en pas douter une aide financière étatique au sens du droit de l'UE. Une assistance étatique n'est certes pas illicite dans chaque cas, mais il s'agit en particulier de se montrer prudent lorsqu'une mesure est motivée par des raisons de politique économique. De telles aides financières, fondamentalement illicites du point de vue du droit européen, doivent être remboursées. Comme la pratique décisionnelle dans l'UE est particulièrement empreinte de casuistique (décisions prises au cas par cas), il est difficile de définir si le soutien de la centrale hydroélectrique existante correspond en fin de compte (conformément aux lignes directrices concernant les aides d'Etat dans les domaines de l'énergie et l'environnement) à une aide financière environnementale autorisée (puisque principalement motivée par des raisons environnementales et de politique énergétique) ou s'il correspond avant tout à une mesure motivée par des raisons de politique et donc à une mesure non autorisée (ce qui semble être davantage le cas actuellement). C'est pourquoi il



n'est pas possible de répondre avec certitude à cette question tant qu'un tribunal n'a pas statué à ce sujet.

Les accords internationaux (OMC, GATT, accords de libre-échange) érigent l'obligation de non-discrimination en principe fondamental. De ce fait, toute distinction entre l'électricité indigène et l'électricité étrangère est illicite.

#### **Conditions relevant du droit financier**

L'édition de dispositions relatives au subventionnement doit tenir compte des conditions-cadres instituées par la loi sur les subventions (LSu). Par exemple, conformément à l'art. 7 LSu, la part de financement de la Confédération ne devrait pas excéder un tiers en règle générale (selon l'estimation de l'Administration fédérale des finances), les dispositions légales régissant les aides financières devraient être limitées dans le temps et la capacité économique du requérant devrait être examinée dans chaque cas, sa prestation propre raisonnablement exigible étant prise en compte ou sollicitée.

#### **4. Proposition de soutien de l'OFEN: rétribution de l'injection pour la grande hydraulique existante (>10 MW)**

Conformément au mandat de la CEATE-E, l'OFEN a élaboré la proposition suivante. Il s'agit d'une mesure de soutien destinée aux grandes centrales hydroélectriques existantes, qui ne serait envisageable que *matériellement*. Une appréciation juridique est fournie à la fin du présent chapitre (page 16).

La proposition contient un soutien financier de la grande hydraulique au moyen du Fonds alimenté par le supplément. L'OFEN part du principe, selon les critères de soutien arrêtés au chapitre 3, que toutes les ressources nécessaires proviennent, pour moitié, du Fonds alimenté par le supplément et, pour l'autre moitié, des contributions de tiers, à savoir les propriétaires de centrales, les cantons d'implantation, les exploitants et les investisseurs privés. Deux exemples sont également calculés, avec un seuil de **120 millions de francs** et un plafond de **300 millions de francs**, qui proviennent du Fonds alimenté par le supplément et sont mis à disposition du soutien à la grande hydraulique.

La proposition repose sur les hypothèses suivantes:

1. *Fonds alimenté par le supplément*: 50% du soutien nécessaire doivent être financés par l'ensemble des consommateurs d'électricité (y compris les gros consommateurs) au moyen du supplément (Fonds alimenté par le supplément).
2. *Réduction de la redevance hydraulique*: la collectivité publique habilitée à percevoir la redevance hydraulique fournit 25% du soutien en renonçant temporairement à une partie de la redevance hydraulique. Eu égard à la situation budgétaire précaire de nombreux cantons et communes, la prochaine nouvelle réglementation du régime de la redevance hydraulique après 2019 (motion de la Commission «Réglementation de la redevance hydraulique après 2019») permettrait de prévoir une compensation des recettes non reçues.
3. *Propriétaires, exploitants et investisseurs privés*: ces intervenants financent les 25% restants des besoins de soutien nécessaires.



Fondamentalement, deux variantes permettraient d'engager les ressources du Fonds alimenté par le supplément pour soutenir la grande hydraulique existante, sans augmentation du supplément maximal de 2,3 ct./kWh, conformément au projet du Conseil fédéral. Ces deux variantes sont illustrées ci-après.

a) Le supplément déjà augmenté à 2,3 ct./kWh dès le 1<sup>er</sup> janvier 2018

Le relèvement du supplément à sa valeur maximale de 2,3 ct./kWh intervient au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (selon le message du Conseil fédéral, le supplément maximal ne serait atteint qu'en 2023). **120 millions de francs par an en moyenne, issus du Fonds alimenté par le supplément**, seraient à disposition pendant cinq ans pour soutenir les grandes centrales hydroélectriques existantes (cf. illustration ci-après, surface hachurée).

Comme exposé en introduction, la condition de cette mesure est que les propriétaires de centrale, les cantons d'implantation, les exploitants et les investisseurs privés fournissent une contribution d'importance comparable. Le soutien apporté serait alors de 240 millions de francs par an, dont 120 millions issus du Fonds alimenté par le supplément. Il n'est pas possible de faire une demande de remboursement pour gros consommateur sur la part du supplément destinée à la grande hydraulique. Le Fonds économise ainsi 15 millions de francs par an.

Comme le supplément perçu sur le réseau fait partie du tarif de l'électricité et qu'il doit, à ce titre, être communiqué par les gestionnaires de réseau dès la fin août de l'année précédente, un tel soutien serait envisageable au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2018 (décision du Conseil fédéral concernant le supplément perçu sur le réseau en juin 2017, sous la nouvelle loi; publication des tarifs de l'électricité à fin août 2017; encaissement du nouveau supplément à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018).

Avantage: L'avantage de cette variante serait que le supplément maximal de 2,3 ct./kWh décidé par le Conseil national suffirait pour assurer le soutien de la grande hydraulique existante et pour réaliser toutes les autres mesures promotionnelles prévues.

Inconvénient: Cette variante impliquerait toutefois que le supplément perçu auprès des consommateurs finaux augmente d'un coup de 1,5 ct./kWh à 2,3 ct./kWh entre 2017 et 2018. La charge serait en conséquence pour les consommateurs.

Si les 120 millions de francs annuels issus du Fonds alimenté par le supplément en vue de soutenir la grande hydraulique ne suffisaient pas, il faudrait soit relever le supplément maximal **au-delà de 2,3 ct./kWh**, soit redéfinir la répartition des ressources du Fonds (cf. variante b).

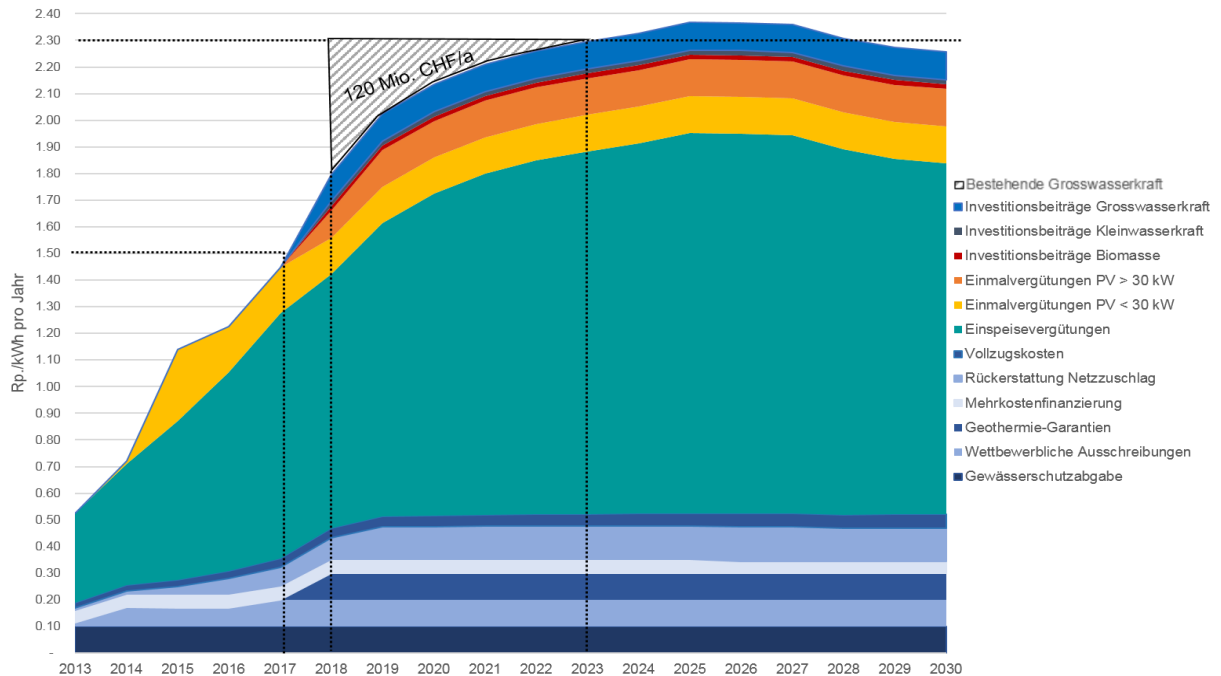


Illustration 2: Variante (a), relèvement du supplément à 2,3 ct./kWh le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

b) Le supplément atteint son maximum de 2,3 ct./kWh d'ici 2023; suspension temporaire des autres mesures promotionnelles

Cette variante ne prévoit pas d'autre relèvement du niveau maximum du supplément. Le supplément maximal est de 2,3 ct./kWh. Le soutien aux centrales hydrauliques existantes est financé par la combinaison d'un prélèvement du supplément à son niveau maximum et d'une réduction temporaire ou d'une nouvelle répartition des ressources.

Admettons, à titre d'exemple, que la contribution de soutien soit d'environ 600 millions de francs par an et que les conditions demeurent inchangées, c'est-à-dire que les propriétaires de centrale, les cantons d'implantation, les exploitants et les investisseurs privés fournissent une contribution d'importance comparable et que les gros consommateurs ne soient pas exemptés du soutien à la grande hydraulique.

Le **soutien provenant du Fonds alimenté par le supplément** serait donc d'environ **300 millions de francs par année** en moyenne. Il serait possible de relever le supplément en 2018 soit immédiatement (b.1), soit progressivement jusqu'en 2022 (b.2) à son maximum de 2,3 ct./kWh.

Afin que le Fonds alimenté par le supplément ait chaque année, aux fins de soutien à la grande hydraulique, environ 330 millions de francs (b.1), respectivement 290 millions de francs (b.2), il faudrait **suspendre** provisoirement les mesures promotionnelles suivantes:

- contributions d'investissement pour les grandes centrales hydroélectriques nouvelles et agrandies selon le Conseil national (env. 60 millions CHF/an);
- arrêt de la promotion par les primes d'injection entre 2018 et 2022; pas de contingent supplémentaire, pas de réduction de la liste d'attente (en moyenne 70 millions CHF/an);



- garantie pour la géothermie et contributions à la prospection (env. 60 millions CHF/an);
- contributions d'investissement pour l'extension de la petite hydraulique (env. 10 millions CHF/an)
- contributions d'investissement dans les installations de biomasse (env. 10 millions CHF/an)

L'illustration 3 ci-après illustre quelle serait l'origine des ressources investies dans le soutien aux grandes centrales hydroélectriques existantes (les surfaces blanches disparaîtraient et la surface ha-churée viendrait s'ajouter).

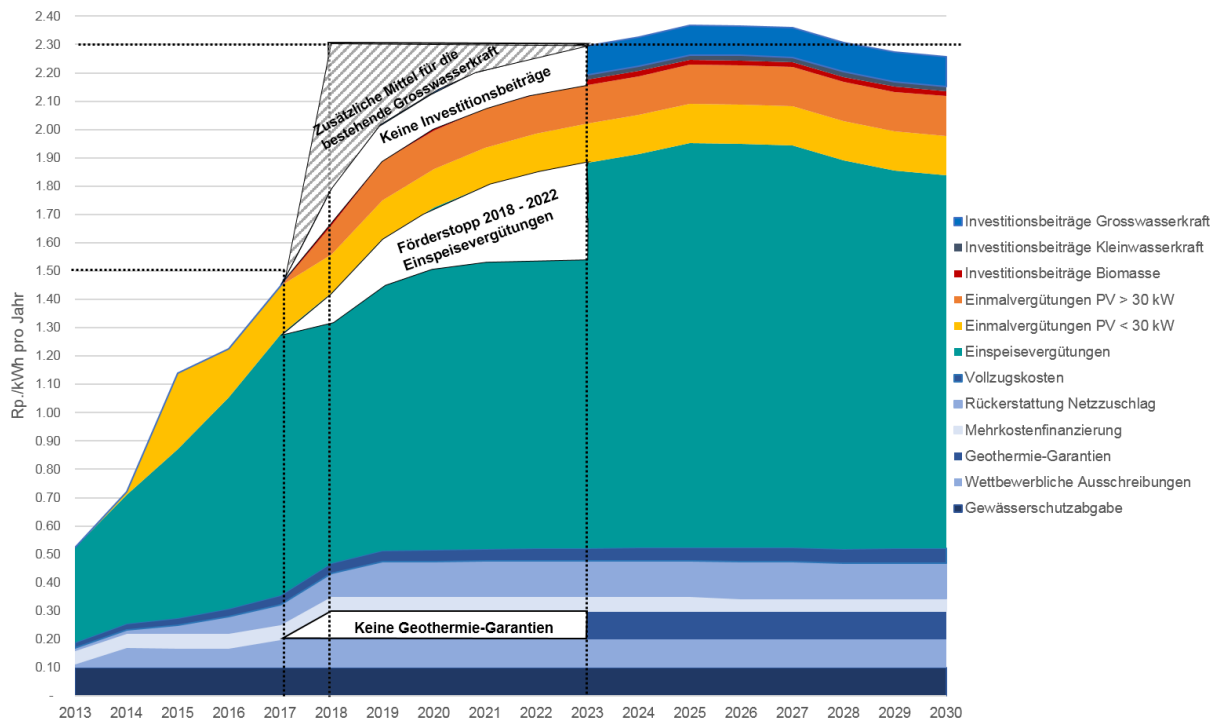


Illustration 3: Variante (b.1), relèvement du supplément à 2,3 ct./kWh le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et suspension des autres mesures.

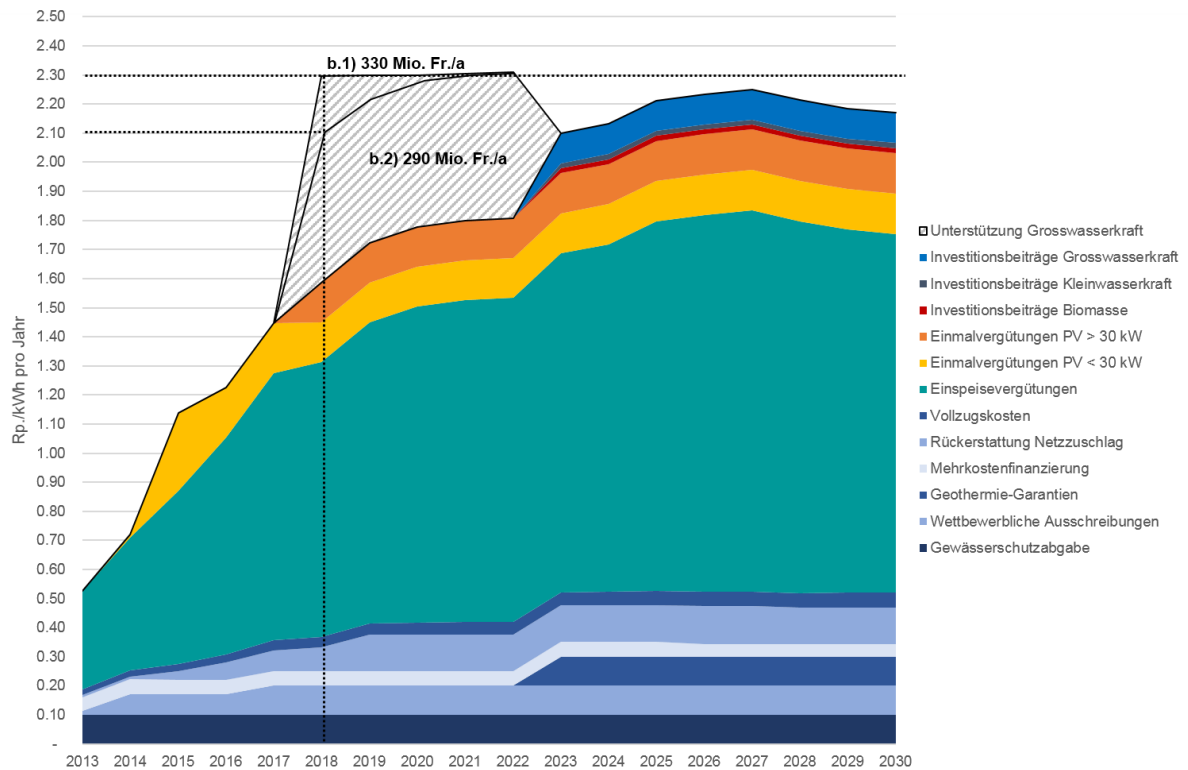


Illustration 4: Variantes (b.1) et (b.2). Les mesures suspendues sont déjà déduites.

**Avantage:** Les variantes (b.1) et (b.2) présentent l'avantage que le supplément maximal de 2,3 ct./kWh décidé par le Conseil national suffirait à soutenir la grande hydraulique existante. La variante (b.2) permettrait d'augmenter le supplément par étapes, ce qui atténuerait quelque peu la charge grevant le consommateur.

**Inconvénient:** Le soutien des grandes centrales hydroélectriques existantes se ferait toutefois au détriment du développement de nouvelles installations. Selon la mesure promotionnelle concernée et le degré de renonciation, le développement serait différé et considérablement réduit pendant cinq ans au plus. S'agissant des primes d'injection, on assisterait à **un arrêt des mesures promotionnelles entre 2018 et 2022**. De ce fait, la liste d'attente continuerait de s'allonger et les objectifs de développement pour 2035 ne pourraient pas être atteints.

### Appréciation juridique

Le supplément perçu sur le réseau a été conçu comme une «taxe compensatoire destinée à un usage particulier». Il sert à compenser les charges, inégales (et non influençables) pour les gestionnaires de réseau, induites par la rétribution de l'injection dans leurs zones de desserte respectives. La rétribution de l'injection a été prévue quant à elle pour un nombre limité de catégories d'installations (technologies), pour lesquelles on a considéré pertinent et nécessaire de fixer un prix d'achat sur la base d'une évaluation globale des aspects de politique énergétique et environnementale. Il n'est pas possible de modifier ou d'étendre ce mécanisme à discrétion: toute modification doit fondamentalement tenir compte des éléments du principe de compensation et d'usage particulier.





Les modifications proposées dans la Stratégie énergétique 2050 quant à l'utilisation du supplément (p. ex. contributions aux investissements en lieu et place d'une rétribution de l'injection) se situent dans le domaine de cet «usage particulier», puisqu'il s'agit d'amener sur le marché des technologies qui ne sont pas encore tout à fait commercialisables, mais qui sont souhaitées pour des raisons de politique énergétique. Le financement des *contributions aux investissements* dans la grande hydraulique devrait être aussi couvert (bien qu'il confine aux limites de l'acceptabilité juridique), car il vise à soutenir de nouvelles installations ou le développement d'installations existantes qui sont difficilement commercialisables, mais souhaitables pour des raisons de politique énergétique et environnementale (cf. objectifs de développement de l'électricité hydraulique selon l'art. 2, al. 2, P-LEne). Si les installations visées sont insuffisamment commercialisables, ce n'est donc pas en raison de leur stade de développement actuel, mais pour d'autres raisons également temporaires.

En revanche, on ne saurait justifier des contributions aux installations existantes non rentables, puisqu'une telle mesure n'aiderait en rien à réaliser globalement les objectifs de développement de la force hydraulique. **Le financement de grandes centrales hydroélectriques existantes au moyen du fonds alimenté par le supplément serait donc probablement illicite.**

Si, malgré ces doutes d'ordre juridique, le soutien de la force hydraulique existante devait être financé par le supplément perçu sur le réseau, il faut noter, dans la perspective du droit européen régissant les aides publiques, que les nouvelles lignes directrices de l'UE concernant les aides publiques vont à l'encontre de la rétribution de l'injection pendant de longues périodes et qu'il faut, dans la mesure du possible, concevoir les modèles de soutien sur la base d'un modèle de mise aux enchères.

## 5. Autres formes de financement examinées pour le soutien

Dans la mesure où la Confédération devrait directement soutenir financièrement des centrales hydroélectriques existantes, il s'agit de savoir comment réunir les fonds nécessaires tout en respectant le frein à l'endettement. Un aperçu des formes de financement envisageables figure ci-après.

### 5.1 Budget ordinaire de la Confédération

#### Conditions relevant du droit financier

Divers instruments de financement sont à disposition pour assurer un soutien financier direct des centrales hydroélectriques. Il faut distinguer *les cautions*, *les prêts*, *les contributions d'investissement* et *les contributions d'exploitation*. Toutes ces formes de financement requièrent une base légale, dont la création en conformité avec l'art. 159, al. 3, Cst. (frein aux dépenses) requiert l'approbation de la majorité des membres de chaque conseil. Si des engagements de plus d'une année devaient être pris, un crédit d'engagement faisant état du montant maximal de la contribution de soutien devrait en outre être soumis au Parlement par la voie d'un message spécial.

#### Effets relevant de la politique financière

L'octroi de nouvelles aides financières, qui doivent en principe passer par le compte ordinaire, relève de la marge de manœuvre de politique financière selon le frein à l'endettement. Mais vu la situation actuellement très précaire des finances, la Confédération n'a pas la latitude de financer de nouvelles tâches qui ne relevaient pas de sa compétence à ce jour. Dès le budget 2016, il faudra réaliser des économies d'environ 1,5 milliard de francs par rapport au plan financier actuel. Pour les années 2017 et 2018, cette nécessaire correction augmentera dans le même ordre de grandeur. L'introduction



de nouvelles subventions pour soutenir les centrales hydroélectriques aurait concrètement pour conséquence que ces dépenses supplémentaires devraient être intégralement économisées dans d'autres domaines de tâches, en plus des montants qui viennent d'être mentionnés. Dans l'hypothèse d'une mise en œuvre linéaire de ces économies, les domaines de la formation et de la recherche, des transports publics et de l'agriculture seraient plus touchés que la moyenne, parce que les tâches dans ces domaines tendent à être faiblement liées et qu'elles sont de ce fait influençables. Comme près de 20% des dépenses faiblement liées sont soit directement en faveur des cantons ou d'institutions cantonales (p. ex. universités, hautes écoles spécialisées), un éventuel soutien des centrales hydroélectriques par la Confédération aurait nécessairement aussi des conséquences négatives sur les budgets cantonaux. Ainsi, l'effet de telles mesures se distingue en définitive à peine des conséquences qu'auraient la réduction ou l'absence de versement d'un dividende par les entreprises hydroélectriques majoritairement détenues par les cantons. En fait, le soutien de la Confédération reviendrait pour les cantons à un jeu à somme nulle.

## **5.2 Obligation de compenser le CO<sub>2</sub> pour les importateurs de carburant**

Depuis janvier 2013, la loi sur le CO<sub>2</sub> oblige les importateurs de carburant à compenser d'ici à 2020 sur le territoire national, par des mesures adéquates, au moins 10% des émissions de CO<sub>2</sub> causées par les transports. Le financement des mesures de compensation ne se réalise pas directement par un fonds d'encouragement, mais par une majoration de prix compensatoire s'appliquant aux importateurs de carburant, majoration qui ne peut dépasser 5 ct./l au maximum et qui est actuellement d'environ 1,5 ct./l. Selon les indications fournies par la Fondation KliK (communauté de compensation du CO<sub>2</sub> formée par la majorité des importateurs de carburant), les importateurs sont en bonne voie pour atteindre les objectifs annuels au plus tard en 2019. Théoriquement, un volume de soutien d'environ 320 millions de francs par an serait à la disposition de la force hydraulique (env. 9,16 milliards de litres de carburant par an à 3,5 ct./l).

## **5.3 Taxe CO<sub>2</sub> sur les carburants fossiles**

La taxe sur le CO<sub>2</sub> est un instrument essentiel pour atteindre les objectifs de protection du climat fixés dans la loi. C'est une taxe incitative perçue depuis 2008 sur les combustibles fossiles, tels que le mazout ou le gaz naturel. En les renchérissant, elle incite à une consommation économe et à l'utilisation accrue d'agents énergétiques non émetteurs de CO<sub>2</sub> ou pauvres en CO<sub>2</sub>. Actuellement, les revenus annuels de la taxe sur le CO<sub>2</sub> atteignent environ 800 à 900 millions de francs (60 CHF/t CO<sub>2</sub>), dont un tiers (max. 300 millions CHF) finance le programme Bâtiment de la Confédération et des cantons et 25 millions de francs sont versés au fonds de technologie. Les deux tiers des revenus de la taxe sur le CO<sub>2</sub> sont redistribués proportionnellement à la population et aux entreprises. Pour accroître le soutien apporté aux grandes centrales hydroélectriques existantes, il faudrait:

- soit relever la taxe sur le CO<sub>2</sub>,
- soit réduire le montant redistribué à la population et aux entreprises,
- soit réduire l'affectation partielle en faveur du programme Bâtiment et du fonds de technologie.

## **5.4 Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)**

En 2013, le produit de la TVA était de 22,5 milliards de francs. Si l'on soutient les centrales hydroélectriques existantes au moyen des revenus de la TVA, deux conséquences sont envisageables: soit d'autres tâches sont réduites, les taux de la taxe restant inchangés, soit il faut relever les taux.



## 6. Appréciation, du point de vue de la Confédération, des mesures de soutien présentées dans l'annexe

### Aspects de politique énergétique

Malgré les difficultés économiques auxquelles sont confrontées les centrales hydroélectriques suisses, la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse n'est pas menacée. Tant que les exploitants pourront générer une marge contributive positive, c'est-à-dire aussi longtemps que les prix réalisables sur le marché seront supérieurs aux coûts variables (minimes) des centrales hydroélectriques, celles-ci continueront à produire de l'électricité.

### Rentabilité

- La force hydraulique est un important pilier de l'approvisionnement électrique et elle conservera à l'avenir également un rôle essentiel dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. La Stratégie énergétique est axée sur le long terme: les objectifs de développement de la force hydraulique, par exemple, doivent être atteints d'ici à 2035. L'horizon étant éloigné, il va de soi qu'il faille s'attendre à des fluctuations du marché susceptibles d'influencer temporairement, positivement ou négativement, les conditions de certains agents énergétiques.
- La promotion des énergies renouvelables en Suisse au moyen de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) n'exerce pas d'influence négative sur la force hydraulique du pays. Comparativement à l'étranger (en particulier l'Allemagne), elle est de proportion modeste et atteint actuellement quelque 600 millions de francs par an. C'est trop peu pour influencer les prix de marché aux bourses européennes de l'électricité.
- Les coûts de revient des centrales hydroélectriques diffèrent, considérablement dans certains cas, en fonction de leur type, de leur site et de leur âge. Les amplitudes des coûts variables et des coûts fixes sont par conséquent élevées.
- En règle générale, les coûts variables peuvent encore être couverts malgré le bas niveau actuel des prix de marché. C'est également vrai des centrales partenaires. En d'autres termes, aucune installation ne devra être fermée à court terme pour des raisons économiques.
- Une part significative de la production (jusqu'à 50% selon l'EiCom) peut être livrée aux clients dans l'approvisionnement de base et facturée à prix coûtant.
- Mais nombre d'installations ne sont pas en mesure, en raison des prix actuels de l'électricité, de couvrir l'intégralité de leurs coûts fixes. Il incombe aux propriétaires de prendre les mesures voulues pour délester ces centrales de leurs charges.
- La structure de la branche est opaque en raison de sa complexité et de ses enchevêtrements. Une production efficace en termes de coûts n'y est guère possible. Un assainissement structurel est indiqué pour que la force hydraulique soit prête, dans le futur, à faire face à la concurrence internationale.

Seules doivent être soutenues les centrales hydroélectriques qui présentent des problèmes dans l'environnement de marché actuel. Les groupes électriques, qui rencontrent également des difficultés actuellement, ne recevront pas de soutien. Il faut privilégier des instruments qui minimisent les effets d'aubaine et les incitations inopportunes. Plus une mesure de soutien est générale (p. ex. «centime hydraulique»), plus il est simple de la mettre en œuvre, mais plus le risque d'effets d'aubaine est important.

### Appréciation de politique financière



Comme nous l'avons déjà expliqué, la situation actuelle des finances de la Confédération ne lui laisse pas de marge de manœuvre pour introduire des objets de subventionnement supplémentaires. Afin de prévenir les déficits qui menacent (largement plus d'un milliard de CHF par an), le budget de la Confédération devra bien au contraire être substantiellement allégé dans les années à venir. **Dans ce contexte, de nouvelles dépenses en faveur des grandes centrales hydroélectriques ne pourraient être compensées, quelles que soient leur forme, que par des économies supplémentaires dans d'autres domaines de tâches. Les subventions aux cantons seraient aussi affectées.**

On ne saurait contourner la nécessité de compenser en se référant à des besoins de paiement extraordinaires<sup>5</sup>. Indépendamment de savoir si les conditions du caractère extraordinaire sont remplies dans le cas présent, des dépenses extraordinaires au sens de l'art. 17b, al. 1, LFC devraient elles aussi être compensées dans un délai de six ans par des économies supplémentaires dans le budget ordinaire.

---

<sup>5</sup> Art. 126, al. 2, Cst..



## 7. Aperçu des mesures (sans proposition de l'OFEN)

### Mesures de soutien financier

Mesures	Contribution possible des parties prenantes		Qui porte la charge principale?	Evaluation juridique / compatibilité		Soutien		Effets	Risques
	Entreprises / propriétaires / tiers	Cantons / communes		Constitution	International	Examen du cas d'espèce	«Arrosoir»		
<b>N° 1 (p. 27 s.)</b> Centime hydraulique	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs d'électricité, sans possibilité d'exemption des gros clients	–	–	+		importants	Les entreprises ne réinjectent pas le montant remboursé dans la force hydraulique (changement d'affectation). Coût administratif élevé pour réduire les effets d'aubaine.
<b>N° 2 (p. 28 s.)</b> Prime d'injection pour la grande hydraulique (indemnisation de la différence de coûts)	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs d'électricité, sans possibilité d'exemption des gros clients	–	0	+		importants	Le financement de la prime d'injection avec les revenus du supplément perçu sur le réseau est illicite selon le droit fiscal.



<p><b>N° 3 (p. 30 s.)</b> Affectation partielle Supplément Electricité hydraulique</p>	<p>Rendements des fonds propres et des fonds de tiers</p>	<p>Redevance hydraulique</p>	<p>Consommateurs d'électricité, sans possibilité d'exemption des gros clients</p>	<p>–</p>	<p>0</p>	<p>+</p>		<p>importants</p>	<p>On abuse d'un modèle axé sur le développement. Si l'on conserve le supplément maximal de 2,3 ct./kWh, la promotion d'autres technologies diminue.</p>
<p><b>N° 4 (p. 32 s.)</b> Modèle des quotas</p>	<p>Rendements des fonds propres et des fonds de tiers</p>	<p>–</p>	<p>Consommateurs d'électricité</p>	<p>+</p>	<p>0</p>		<p>+</p>	<p>moyens</p>	<p>Deux objectifs politiques sont combinés. Marché illiquide. Le changement de paradigme freine les investissements en raison des incertitudes. L'efficacité et l'efficience ne sont pas améliorées par rapport à la RPC.</p>
<p><b>N° 5 (p.33 s.)</b> Prêts de la Confédération / cautions</p>	<p>Rendements des fonds propres et des fonds de tiers</p>	<p>Redevance hydraulique</p>	<p>Budget de la Confédération et cantons</p>	<p>+</p>	<p>0</p>	<p>+</p>		<p>faibles / moyens</p>	<p>L'augmentation de l'endettement de l'entreprise péjore sa notation.</p>



<b>N° 6 (p. 35 s.)</b> Contributions provenant de la taxe sur le CO <sub>2</sub>	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Population et/ou entreprises	-	0	+	importants	Cette réaffectation est un signe politiquement négatif en vue de l'introduction de la redevance incitative dès 2020. Le principe de territorialité au sens du Protocole de Kyoto est violé.
<b>N° 7 (p. 37 s.)</b> Obligation aux importateurs de carburant de compenser le CO <sub>2</sub>	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs de carburant	( - )	0	+	importants	Le soutien est pris en charge par les importateurs de carburant, c'est-à-dire qu'il est financé par le prix de l'essence.
<b>N° 8 (p. 38 s.)</b> TVA	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs et entreprises	-	0	+	importants	Politiquement non réalisable. Suscite de nouvelles convoitises.



## Mesures d'allègement générales

Mesures	Contribution possible des parties prenantes		Qui porte la charge principale?	Evaluation juridique / compatibilité		Soutien		Effets	Risques
	Entreprises / propriétaires / tiers	Cantons / communes		Constitution	International	Examen du cas d'espèce	Arrosoir		
<b>N° 9 (p. 40 s.)</b> Réduction de la redevance hydraulique (p. ex. à 80 CHF)	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Cantons / communes	±	±	+	+	moyens	Les cantons et les communes de montagne ne soutiendront pas la proposition.
<b>N° 10 (p. 42 s.)</b> Pas de supplément perçu pour l'électricité hydraulique	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs d'électricité	(+)	(+)	-	+	importants	Le supplément manquant serait perçu en plus sur le courant nucléaire et le courant gris; il en résulterait un renchérissement, surtout pour l'électricité nucléaire.
<b>N° 11 (p. 44 s.)</b> Société à but spécial («bad bank»)	Rendements des fonds propres et	Redevance hydraulique	Budget de la Confédération et cantons	(+)	(-)	+		importants	La problématique du risque systémique (trop grand pour faire faillite) n'existe pas.





	des fonds de tiers								
<b>N° 12 (p. 46 s.)</b> La Confédération finance les centrales de pompage-turbinage, Swissgrid les exploite	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Budget de la Confédération et cantons	( - )	-	+		moyens	Le soutien se limite aux centrales de pompage-turbinage. Swissgrid reçoit un pouvoir de marché dans le domaine des services-système.
<b>N° 13 (p. 48 s.)</b> Différer l'ouverture complète du marché	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	-	Consommateurs d'électricité	+	-	+		faibles	L'ouverture complète du marché est une condition de la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE.
<b>N° 14 (p. 49 s.)</b> Obligation des entreprises d'approvisionnement en énergie d'acheter à prix coûtant	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	Redevance hydraulique	Consommateurs d'électricité	( - )	-	+		importants	L'ouverture partielle du marché est encore restreinte. Risque d'ajournement supplémentaire s'agissant de l'accord sur l'électricité. Le prix de l'électricité augmente pour les clients dans l'approvisionnement de base. Risque de substitution du courant renouvelable par du courant bon marché par certains clients.



<b>N° 15 (p. 50 s.)</b> Taxe différenciée électricité / courant sale	Rendements des fonds propres et des fonds de tiers	-	Consommateurs d'électricité	+	-		+	importants	Violation du droit international. L'accord sur l'électricité peut s'en trouver retardé.
---	--	---	-----------------------------	---	---	--	---	------------	--

Légende: **+** oui ou compatible

**-** non ou non compatible

**0** La délimitation entre une aide financière environnementale permise et une mesure de politique économique illicite est délicate. Il faudrait examiner de manière approfondie où se situe précisément la limite.

**±** Constitution: l'anticonstitutionnalité dépend de la forme donnée à la mesure. En cas de réduction générale de la redevance hydraulique au profit de toutes les centrales électriques, une distorsion illicite de la concurrence est peu probable. Une distorsion anticonstitutionnelle de la concurrence apparaît si des centrales électriques nécessitant un soutien sont exemptées de l'obligation de payer la redevance hydraulique à titre ponctuel et de manière ciblée seulement.

International: il faudrait clarifier plus précisément si la mesure d'allègement, en soi problématique dans le contexte international, pourrait être adaptée d'une manière ou d'une autre, sous l'angle du droit régissant les aides publiques.

**(+)** ou **(-)** Plutôt oui ou plutôt non; un examen approfondi serait nécessaire.

Le «coût» ne renvoie pas à l'examen du cas individuel, mais au mécanisme d'acquisition et de répartition des ressources financières.



## **Annexe**

### **Mesures de soutien financier**

#### **1. Centime hydraulique**

La redevance hydraulique n'est plus acquittée, comme jusqu'ici par les exploitants de centrales électriques, mais financée par les consommateurs finaux au moyen du supplément prévu à l'art. 15b de la LEne en vigueur (supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension).

En admettant que la redevance hydraulique maximale fixée par la législation fédérale, de 110 francs par kW de puissance brute actuellement, soit utilisée dans tous les cantons, son produit représenterait aujourd'hui environ 566 millions de francs par an. Le supplément est perçu pour un volume de quelque 57,4 TWh/an. Si l'on considère le remboursement du supplément pour les entreprises gourmandes en énergie (env. 4 à 5 TWh/an), il faudrait prélever un supplément d'environ 1 ct./kWh pour financer la redevance hydraulique. Selon les critères de soutien présentés au chapitre 3.2, la moitié du produit de la redevance hydraulique, soit quelque 300 millions de francs, serait par conséquent financée par le fonds alimenté par le supplément, ce qui correspond à un supplément de 0,5 ct./kWh.

##### **1.1. Effets**

Cette mesure se répercuterait sur toutes les centrales hydroélectriques suisses actuelles d'une puissance supérieure à 1 MW. Pour éviter d'importants effets d'aubaine, des examens individuels devraient obligatoirement être effectués. Les actuelles centrales RPC d'une puissance > 1 MW doivent pouvoir être exclues de la mesure, sinon la redevance hydraulique serait accordée deux fois.

##### **1.2. Financement**

Etant donné que la moitié de la redevance hydraulique serait prélevée par le biais du supplément perçu sur le réseau, il faudrait soit relever le supplément maximum de 2,3 ct./kWh selon le projet du Conseil fédéral, soit réduire les moyens du fonds destinés à soutenir d'autres technologies.

##### **1.3. Mise en œuvre**

Deux variantes sont envisageables en priorité comme mécanismes de remboursement des montants perçus:

- a) soit le concessionnaire demeure débiteur de la redevance hydraulique et il reçoit le remboursement de la redevance payée;
- b) soit la Société du réseau verse la redevance hydraulique directement aux collectivités publiques qui y ont droit en puisant dans les ressources constituées par la perception du supplément destiné à couvrir la redevance hydraulique.

Le coût administratif sera probablement plus faible si la redevance hydraulique est remboursée (variante a). Comme la mesure est limitée aux installations non rentables, leurs exploitants devront déposer chaque année une demande et prouver le besoin. En cas d'examen concluant de la demande, une partie de la redevance hydraulique payée est remboursée. Pour éviter qu'un tel changement de



système n'entraîne une hausse de prix latente, il faudrait s'assurer que la baisse des coûts de revient est répercutée sur le consommateur final. En pratique, ce contrôle ne serait pas simple à réaliser.

#### **1.4. Evaluation juridique**

Comme évoqué ci-dessus, l'introduction d'un centime hydraulique pour financer la redevance hydraulique par le supplément perçu sur le réseau représenterait un changement de système qui contredit le système de la concession. A ce stade, la redevance hydraulique représente la contrepartie essentielle du concessionnaire pour l'utilisation exclusive de la force hydraulique sur un tronçon de cours d'eau. Désormais, cette contrepartie serait assumée par le consommateur final, qui soutiendrait ainsi surtout les producteurs d'électricité qui écoulent leur électricité sur le marché.

Conformément à l'art. 76, al. 4, Cst., les cantons ne peuvent prélever des redevances pour l'utilisation des eaux que dans les limites de la législation fédérale. Si le centime hydraulique était introduit, la taxe ne frapperait plus l'utilisation de l'eau par l'exploitant de la centrale électrique, mais la consommation énergétique du consommateur final. Or, il n'existe pas de base constitutionnelle permettant un tel prélèvement, raison pour laquelle le centime hydraulique serait anticonstitutionnel. En outre, selon la Constitution fédérale, les cantons et non pas la Confédération sont compétents pour prélever la redevance hydraulique. La Confédération n'est donc pas compétente pour prélever le centime hydraulique auprès du consommateur.

## **2. Soutien par une prime d'injection (indemnisation de la différence de coûts)**

Les grandes centrales hydroélectriques existantes et déjà en exploitation devront être provisoirement soutenues par une prime d'injection à l'instar de la nouvelle petite hydraulique, des installations à biomasse, des éoliennes et des installations photovoltaïques. Dans ce contexte, l'énergie produite sera directement vendue sur le marché (commercialisation directe), conformément au cadre prévu dans la Stratégie énergétique 2050. En outre, le Fonds alimenté par le supplément versera une prime d'injection (=indemnisation de la différence de coûts). Cette prime pourra être déterminée en fonction des données de l'installation individuelle visée, en fonction des coûts d'installations de référence typiques ou, comme le propose AEE SUISSE, par des adjudications au plus offrant.

### **2.1. Effets**

Si une installation mérite d'être soutenue, chaque kWh produit sera directement soutenu par une prime d'injection. Les effets dépendent de la sévérité des critères mentionnés au chapitre 3: définition des installations en très mauvaise situation financière, définition d'un critère de rentabilité pour démontrer l'urgente nécessité d'investir dans une rénovation et définition de la durée du subventionnement (p. ex. cinq ans). Plus ces critères sont sévères, moins les effets d'aubaine sont importants. En outre, l'effet du soutien apporté dépendra de la méthode appliquée pour déterminer le montant de la prime d'injection (cf. ci-après).

### **2.2. Financement**

Les primes d'injection destinées à la grande hydraulique actuelle seraient financées par le supplément perçu sur le réseau. Il faudrait relever le montant maximal du supplément, de 2,3 ct./kWh, du montant prévu pour le soutien visé (cf. chapitre 2, p. 9). En l'absence d'un relèvement du supplément maximal



actuel, on ne saurait mettre en œuvre les nouvelles mesures de la SE 2050 ni réduire la liste d'attente RPC, allongée de toutes les annonces en suspens depuis 2012.

L'organisation sectorielle AEE SUISSE propose de relever le montant maximal du supplément perçu sur le réseau de 2,3 ct./kWh à 2,5 ct./kWh, dont 0,5 ct./kWh au maximum serait provisoirement mis à la disposition de la grande hydraulique.

### 2.3. Mise en œuvre

Les conditions visées au chapitre 3 constituent des critères pour que cette mesure soit prise.

Les primes d'injection peuvent se définir a) sur la base d'un examen individuel, b) en fonction d'installations de référence ou c) par la voie d'adjudications au plus offrant. Les effets d'aubaine sont d'autant plus faibles que les primes sont fixées individuellement, mais les coûts d'exécution et les coûts administratifs sont alors plus élevés.

#### a) Primes d'injection définies sur la base d'un **examen individuel**

Chaque centrale électrique doit présenter toutes les données nécessaires à prouver les recettes et coûts d'exploitation actuels. Pour toute demande de soutien, les coûts d'exploitation effectifs sont ensuite calculés. La prime individuelle correspond à la différence entre les coûts d'exploitation et le prix de marché de référence. Déterminer les coûts d'exploitation et les possibilités actuelles de générer des recettes est coûteux et complexe. Et même un examen ne pourrait exclure des effets d'aubaine et un soutien disproportionné en raison d'indications abusives.

#### b) Primes d'injection définies en fonction d'**installations de référence**

Les centrales hydroélectriques au bénéfice de primes d'injection sont classées par catégories adéquates en fonction desquelles le montant des primes est fixé. La prime correspond à la différence entre les coûts d'exploitation de l'installation de référence et le prix de référence du marché. Le même principe s'applique déjà, conformément à la SE 2050, à la promotion des centrales électriques neuves ou rénovées. Le coût d'exécution serait inférieur à celui d'un examen du cas particulier, mais il faudrait s'attendre à des effets d'aubaine importants compte tenu de l'hétérogénéité des installations. Dès lors, l'OFEN considère cette variante de mise en œuvre comme inappropriée.

#### c) Primes d'injection définies par des **adjudications au plus offrant** (proposition d'AEE SUISSE)

Par exemple, dans le cadre d'enchères publiques, un volume de production déterminé ouvrant droit à une prime d'injection fait l'objet d'un appel d'offres (p. ex. 1,5 TWh pendant cinq ans). La prime est attribuée aux centrales dont l'offre prévoit la prime d'injection la plus basse par kWh. Cette procédure présente toutefois l'inconvénient, pour certaines installations, que les centrales électriques les plus rentables bénéficient d'abord d'un soutien, puisqu'elles sont en mesure de soumettre les offres comportant les primes d'injection les plus basses. Cette sélection est souhaitable lors d'enchères visant les travaux de construction ou de rénovation de (nouvelles) centrales, mais parmi les centrales existantes, les moins rentables doivent justement bénéficier d'un soutien sous peine de cesser de fonctionner. L'idée de recourir à la mise aux enchères vaut surtout, sur le plan international, lorsqu'il s'agit de réaliser des objectifs de développement. L'OFEN considère cette variante de mise en œuvre comme inadaptée.



## 2.4. Evaluation juridique

Le financement de la prime d'injection grâce au produit du supplément perçu sur le réseau est interdit en vertu des dispositions de droit régissant les redevances (voir à ce propos les explications du chap. 4).

Le supplément perçu sur le réseau est une «taxe compensatoire destinée à un usage particulier». Il sert à compenser les charges, inégales (et non influençables) pour les gestionnaires de réseau, induites par la rétribution de l'injection dans leurs zones de desserte respectives. La rétribution de l'injection a été prévue quant à elle pour un nombre limité de catégories d'installations (technologies), pour lesquelles on a considéré pertinent et nécessaire de fixer un prix d'achat sur la base d'une évaluation globale des aspects de politique énergétique et environnementale. Il n'est pas possible de modifier ou d'étendre ce mécanisme à discrétion: toute modification doit fondamentalement tenir compte des éléments du principe de compensation et d'usage particulier.

Les contributions aux installations existantes non rentables ne servent pas au même «usage particulier», car il ne s'agit pas de l'introduction sur le marché de technologies pas encore tout à fait commercialisables et pourtant souhaitées pour des raisons de politique énergétique, mais d'un soutien structurel qui n'encouragerait d'aucune manière l'atteinte des objectifs de développement des centrales hydrauliques prévus par la Stratégie énergétique 2050.

De plus, en raison du principe de non-discrimination, il est problématique de distinguer la production indigène de la production étrangère dans l'optique de la compatibilité du droit national avec les accords internationaux existants (OMC, GATT, accords de libre-échange).

## 3. Affectation partielle du supplément à l'électricité hydraulique

Cette mesure vise une affectation partielle du supplément perçu sur le réseau à l'électricité produite par la force hydraulique et aux énergies renouvelables non subventionnées.

Le supplément sera perçu, sans changement, sur chaque kWh consommé. Cependant, la part du supplément perçue auprès des consommateurs finaux sur l'énergie issue de la force hydraulique indigène serait versée comme contribution au soutien de la force hydraulique existante. On pourrait aussi envisager un versement partiel, afin d'éviter un soutien excessif.

Ce soutien serait réalisé dans le cadre du système de primes d'injection prévu par la SE 2050 (cf. mesure 2 «Soutien par une prime d'injection (indemnisation de la différence de coûts)»). L'énergie produite est vendue sur le marché dans le cadre de sa commercialisation directe. En outre, une prime d'injection est versée en provenance du Fonds alimenté par le supplément.

### 3.1 Effets

Si une installation est digne d'être soutenue, chaque kWh produit sera directement subventionné par une prime d'injection. Les effets de cette mesure dépendent de la sévérité des critères définis au chapitre 3: définition des installations en très mauvaise situation financière (examen du cas individuel), définition d'un critère de rentabilité pour démontrer l'urgente nécessité d'investir dans une rénovation et définition de la durée du subventionnement (p. ex. cinq ans). Plus ces critères sont sévères, moins les effets d'aubaine sont importants.



### **3.2 Financement**

La production issue de la force hydraulique indigène représente au maximum 55% de la consommation électrique. De ce fait, en supposant un supplément fixe de 2,3 ct./kWh, environ 1,3 ct./kWh serait utilisé dans le soutien à la grande hydraulique (soit env. 730 millions CHF/an). Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier volet de la SE 2050, 1,5 ct/kWh sur 2,3 ct./kWh est déjà complètement engagé, ce qui laisse au maximum 0,8 ct./kWh à disposition. Un relèvement du montant maximal de ce supplément entraînerait une augmentation des versements à la force hydraulique. De ce fait, seule une utilisation partielle du supplément issu de la force hydraulique peut être judicieusement envisagée comme solution.

Conformément aux critères de soutien présentés au chapitre 3, la moitié seulement de la part du supplément qui est perçue auprès des consommateurs finaux sur l'énergie issue de la force hydraulique suisse serait remboursée aux centrales hydrauliques. Les propriétaires de centrale, les cantons d'implantation et les investisseurs privés devraient par conséquent fournir une contribution financière du même ordre.

Il faut en outre avoir présent à l'esprit que chaque nouvelle destination du supplément perçu sur le réseau restreint sensiblement la part des moyens promotionnels des nouvelles énergies renouvelables. Avec 2,3 ct./kWh, il est seulement possible de réduire la liste d'attente jusqu'aux annonces transmises à fin 2014.

### **3.3 Mise en œuvre**

Le contrôle du droit à participer, la définition d'une clé de répartition équitable à l'aide de critères adéquats pour déterminer dans quelle mesure une centrale électrique mérite d'être subventionnée et le traitement d'éventuels remboursements sont très onéreux et impliquent des examens au cas par cas.

### **3.4 Evaluation juridique**

Du point de vue juridique, les remarques concernant la mesure 2 (Soutien par une prime d'injection) s'appliquent aussi: il s'agit ici également du financement du soutien apporté aux grandes centrales hydroélectriques par le supplément perçu sur le réseau, ce qui est interdit en vertu des dispositions de droit régissant les redevances.



## **4. Modèles de quotas, en lieu et place de la RPC, pour les centrales hydroélectriques existantes et nouvelles**

Le modèle des quotas remplacerait l'actuelle RPC ou son développement dans le cadre du premier volet de la SE 2050 (système de primes d'injection associé à la commercialisation directe).

Tous les fournisseurs d'électricité en Suisse doivent être tenus de livrer une part minimale d'énergies renouvelables indigènes. Cette part doit continuellement augmenter (p.ex. de 60% en 2020 à 100% à l'horizon 2050). L'obligation peut être satisfaite par la production propre ou par l'achat de certificats. Le fournisseur est amendable s'il ne s'acquitte pas de son obligation.

Avec un système de quotas, il n'y aurait plus de décisions RPC positives à partir de 2020, mais les obligations RPC souscrites à ce jour seraient remplies.

On recourt aux modèles de quotas pour promouvoir le développement des nouvelles énergies renouvelables (p.ex. en Suède et en Norvège). Si ces objectifs politiques différents (construction de nouvelles centrales électriques et soutien aux centrales électriques existantes) doivent être réalisés à l'aide du même instrument, la conception du modèle connaîtra des conflits d'objectifs.

### **4.1 Effets**

Dans un modèle de quotas, le prix d'un certificat est déterminé par l'offre et la demande. La demande globale est alors fixe: elle correspond à la progression fixée par la loi. Quant à l'offre, elle est définie par les centrales électriques qui produisent à partir d'énergies renouvelables, les premières étant les plus avantageuses, car elles sont prêtes à vendre leur certificat à un prix relativement bas. Mais le prix du marché d'un certificat est déterminé par la centrale électrique la plus chère et dont la production est encore juste nécessaire pour atteindre l'objectif de progression fixé. En effet, les centrales électriques avantageuses reçoivent le même prix de marché (élevé) pour leur certificat, bien qu'un prix nettement inférieur eût suffi à une exploitation rentable. Le prix de marché ne dépassera jamais le montant de l'amende, car il serait alors plus intéressant pour le fournisseur d'électricité de payer une amende que d'acheter un certificat plus cher. Par conséquent, si les coûts de revient des centrales électriques nécessaires à l'augmentation sont supérieurs au prix des amendes, ces centrales ne seront jamais construites et l'objectif de progression fixé sera manqué.

Ainsi, un modèle de quotas aurait pour conséquence que les exploitants de centrales électriques actuellement alimentées à l'énergie renouvelable profiteraient certes du système, mais que les objectifs de progression des énergies renouvelables ne seraient pas atteints.

### **4.2 Financement**

Les coûts d'un modèle de quotas sont indirectement répercutés sur le prix de l'énergie payé par le consommateur final. Une taxe spéciale n'est pas nécessaire à cet effet. Comme les fournisseurs d'électricité doivent acquérir ou générer eux-mêmes les certificats, ils répartiront les coûts correspondants sur les composants énergétiques du prix de l'électricité.

### **4.3 Mise en œuvre**

Il serait possible de mettre sur pied un modèle de quotas en deux ans environ. Mais les coûts d'exécution de la RPC ne disparaîtraient pas pour autant, car il faudrait encore satisfaire aux obligations contractées.





La réalisation d'un système de quotas pourrait se combiner à celle des garanties d'origine. On peut approximativement déduire le coût d'un système de quotas à partir des taxes d'utilisation appliquées dans d'autres pays à de tels systèmes. Il en ressort un coût d'exécution estimé d'environ deux millions de francs par an. Ce coût, financé par les taxes qui sont perçues lors de l'émission d'un certificat, sont répercutées sur les consommateurs d'électricité.

Un modèle de quotas qui fonctionne suppose un marché efficace et liquide. L'OFEN estime que le marché suisse est trop petit pour que la concurrence puisse fonctionner à l'intérieur du système de quotas (risque d'accords). En outre, l'introduction d'une réglementation en matière de quotas aurait pour conséquence un changement de paradigme. Une modification aussi fondamentale provoque une grande incertitude sur le marché. Pour qu'une telle transformation soit rentable, l'efficacité d'un modèle de quotas devrait largement dépasser celle d'un système de rétribution de l'injection. Les expériences menées par d'autres pays européens en matière de quotas montrent que ce n'est pas le cas.

#### **4.4 Evaluation juridique**

Le modèle des quotas remplacerait le système des primes d'injection et le système d'incitations prévu pour la deuxième étape de la SE 2050. Il s'agit d'un modèle promotionnel: le soutien fourni serait maintenu, mais d'une toute autre manière que jusqu'à présent. C'est pourquoi la législation relative à la promotion des énergies renouvelables (surtout la loi sur l'énergie et l'ordonnance sur l'énergie) devrait être fondamentalement adaptée. En outre, la conception de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), voire éventuellement d'autres actes législatifs devraient subir des adaptations. Les besoins de réglementation sont très importants. Les effets des mesures sur le plan concurrentiel doivent être analysés plus en profondeur – l'ingérence dans la liberté économique imputable au soutien actuel de la force hydraulique et les distorsions de la concurrence qui en résultent doivent être là aussi être considérées comme hautement problématiques.

### **5. Prêts de la Confédération / cautions**

Des prêts à faible taux d'intérêts de la Confédération ou des cautions réduiraient les coûts de capital des exploitants de centrales hydroélectriques, ce qui abaisserait les coûts de revient de celles-ci. Les prêts sans intérêt doivent être intégralement remboursés à leur échéance. Sur l'ensemble de leur durée, ils n'ont donc pas d'incidence budgétaire pour les finances fédérales. A court terme, ils pèsent sur le budget et induisent des économies supplémentaires dans d'autres domaines de tâches.

Variante des cautions: La Confédération peut se porter caution pour une période déterminée et un montant limité en faveur des entreprises d'approvisionnement en énergie qui doivent financer d'importants projets d'investissement sur le marché des capitaux. Elle s'engage alors envers les créanciers des entreprises concernées à prendre en charge, en cas de défaut de paiement, les parts d'amortissements contractuellement fixées et les intérêts débiteurs dus. Les projets d'investissement concernés sont ainsi munis de fait d'une garantie d'Etat, laquelle réduit les primes de risque et permet des taux d'intérêt moins élevés. Il y a lieu de supposer que les coûts de financement s'approcheraient du niveau des obligations de la Confédération si celle-ci donne sa caution. Les conditions auxquelles les entreprises pourront se financer de cas en cas sur le marché des capitaux détermineront dans quelle



mesure la caution de la Confédération réduira leurs coûts de financement. D'une manière générale, on peut s'attendre à ce que les cautions profiteront plus aux entreprises dont les coûts de financement sont relativement élevés qu'à celles d'ores et déjà en mesure de se financer assez avantageusement.

### 5.1 Effets

Les prêts de la Confédération/les cautions facilitent aux exploitants de centrales hydroélectriques un accès plus avantageux encore au capital en renforçant leur crédibilité. Dans le contexte actuel de taux bas, la réduction du coût des fonds étrangers devrait rester limitée, les prêts de la Confédération étant comptabilisés comme fonds étrangers dans les bilans des bénéficiaires d'une subvention. L'endettement accru des entreprises associé à de tels emprunts est susceptible d'affecter la crédibilité des entreprises concernées et d'accroître leurs coûts de refinancement. Mais si l'on admet que les prêts sans intérêt de la Confédération remplaceraient leur financement sur le marché des capitaux et qu'il n'en découlerait donc pas d'endettement supplémentaire, la cote de crédit des entreprises ne devrait pas baisser comparativement à un scénario sans prêt de la Confédération.

En outre, un soutien financier notable aux grandes centrales hydroélectriques existantes ne pourrait être financé que moyennant des changements de priorité assez conséquents dans le budget, car les prêts ne doivent être remboursés qu'à leur échéance. L'exposition aux risques de la Confédération lors de l'octroi d'un prêt correspond à son exposition lorsqu'elle se constitue caution.

### 5.2 Financement

Pour autant que des coûts surviennent, les prêts de la Confédération seraient financés par le budget général de la Confédération. De ce fait, ils sont soumis au frein à l'endettement. Dans l'environnement de politique financière actuel, des prêts entraînent l'éviction d'autres tâches du budget fédéral. Quant aux cautions, il s'agit d'une forme de financement indirect qui n'entraîne aucun flux financier, hormis le cas d'une défaillance de crédit.

### 5.3 Mise en œuvre

Le montant des prêts sollicités dépend des conditions de prêt. La part maximale du prêt dans la somme investie, le taux d'intérêt appliqué et la durée du prêt jouent à cet égard un rôle particulier. Il faut réglementer les aspects suivants:

- L'investisseur doit apporter des fonds propres à hauteur minimale de 40% des coûts du projet. Le ratio 40% de fonds propres / 60% de fonds étrangers correspond aux projets d'investissement à long terme usuels dans la branche.
- Après 10 ou 20 ans, par exemple, le prêt de la Confédération doit être intégralement remboursé. Si un refinancement est nécessaire, il doit être assuré par le marché des capitaux. Une nouvelle modification de la loi, également de durée déterminée, devrait être adoptée pour renouveler des prêts de la Confédération.
- L'octroi d'un prêt est dans chaque cas lié à une importante sortie de fonds durant l'exercice budgétaire concerné. Les crédits annuels nécessaires à cet effet doivent être soumis au Parlement dans le cadre du budget. Ils font partie du compte de financement et influencent la marge de manœuvre de la politique financière dictée par le frein à l'endettement.



## 5.4 Evaluation juridique

L'octroi de prêts est délicat d'un point de vue constitutionnel, dans la mesure où la Confédération est tenue d'agir en restant neutre sur le plan de la concurrence et les écarts par rapport au principe de la liberté économique motivés par la politique structurelle ne sont autorisés qu'à titre exceptionnel.

En termes de compatibilité avec le droit de l'Union européenne, il faudrait examiner de manière approfondie si le soutien des centrales hydrauliques existantes est autorisé au titre «d'aide à l'environnement» ou est proscrit en tant que mesure motivée par la politique économique (voir chap. 3.3).

Enfin, si la compatibilité avec la Constitution et le droit international était acquise, il faudrait évidemment aussi créer, dans la législation relative à l'énergie, une base juridique matérielle qui réglemente les conditions-cadre et les conditions spécifiques (durée, conditions de remboursement, etc.). La base légale permettant de subventionner de nouveaux objets est soumise au frein aux dépenses, qui suppose la majorité absolue des deux Chambres. Conformément aux dispositions-cadres prévues par la LSu, la décision devrait être limitée dans le temps (cf. chap. 3.3). Les prêts ou les cautions de la Confédération ne pourraient par ailleurs être octroyés que si les cantons participent également aux mesures. Outre une base juridique matérielle dans la législation sur l'énergie, l'obligation que l'octroi d'un prêt représente au-delà de l'exercice budgétaire exige un arrêté fédéral. Celui-ci devrait préciser, dans le cadre d'un crédit d'engagement, le montant du prêt accordé.

## 6. Contributions provenant de la taxe sur le CO<sub>2</sub>

La proposition de soutenir la force hydraulique existante par des produits de la taxe sur le CO<sub>2</sub> est déjà abordée dans le document de travail «Wirbelsäule Wasserkraft » élaboré par Alpiq, FMV, AET et IWB. Le modèle de soutien doit être conçu de manière à compenser le désavantage de la force hydraulique suisse causé par les bas prix du CO<sub>2</sub> dans l'UE. Le document de travail postule 1 à 2 ct./kWh. Le soutien doit être fixé et versé respectivement pour une période de cinq ans. Il fera ensuite l'objet d'un nouveau calcul en fonction de la différence effective des prix du CO<sub>2</sub> dans l'UE et en Suisse. Les exploitants de centrales électriques devront périodiquement soumettre une nouvelle demande. L'obtention d'un soutien exige de faire valoir son droit auprès de l'EiCom.

### 6.1 Effets

Avec l'utilisation des produits de la taxe sur le CO<sub>2</sub> une structure de financement des mesures serait à disposition. Mais soutenir la force hydraulique représenterait une réaffectation de la taxe sur le CO<sub>2</sub> qui ne réduirait aucunement les émissions de CO<sub>2</sub> sur le territoire national (principe de territorialité). En d'autres termes, les émissions de courant importé seraient imputées au pays de provenance.

### 6.2 Mise en œuvre

Les revenus de la taxe sur le CO<sub>2</sub> sont répartis l'année même où ils sont dus. La redistribution repose ainsi sur des estimations. Si l'on appliquait ce système également aux centrales hydroélectriques existantes, il serait donc possible de mettre la mesure en œuvre rapidement.

L'OFEV est responsable s'agissant de la loi sur le CO<sub>2</sub>, tandis que l'OFEN est compétent dans le domaine des énergies renouvelables. L'Administration fédérale des douanes (AFD) perçoit la taxe sur le CO<sub>2</sub> et en redistribue le produit. Si la force hydraulique était soutenue par les revenus de la taxe sur le



CO<sub>2</sub>, l'OFEN serait responsable de contrôler les centrales hydroélectriques en droit de bénéficier de subventions et l'AFD serait responsable de percevoir la taxe sur le CO<sub>2</sub>, de gérer les fonds destinés au soutien de la force hydraulique et de les répartir. La principale charge de travail de réalisation serait consacrée au contrôle individuel des installations et au monitoring annuel. En comparaison, le temps consacré à la perception de la taxe ainsi qu'à la gestion et au versement des fonds devrait être minime, puisqu'on recourrait à l'instrument déjà existant de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

Les deux tiers environ des revenus de la taxe sur le CO<sub>2</sub> sont redistribués indépendamment de la consommation à la population et aux entreprises. Un tiers des revenus (max. 300 millions CHF) est versé au programme Bâtiment pour promouvoir les assainissements énergétiques et les énergies renouvelables et 25 millions de francs sont alloués au fonds de technologie. La Confédération répartit les fonds entre la population et les entreprises au prorata des revenus de la taxe.

En 2015, 615 millions de francs provenant de la taxe sur le CO<sub>2</sub> seront au total redistribués, dont 379 millions de francs (62%) à la population et 236 millions de francs (38%) aux entreprises. La population reçoit ainsi 62,40 francs par personne par le truchement de la prime d'assurance-maladie. Les recettes provenant de la taxe sur le CO<sub>2</sub> payée par les entreprises sont redistribuées à l'ensemble des employeurs proportionnellement à la masse salariale de leurs employés déterminante pour l'AVS. Le facteur de répartition est de 0,739 %, de sorte que les employeurs ont reçu 73,90 francs pour 100 000 francs de masse salariale décomptée par l'AVS pour 2013. La masse salariale déclarée au 31 octobre 2014 est déterminante pour le calcul de la masse salariale 2013.

Si l'on utilise un tiers (max. 300 millions CHF) du produit de la taxe sur le CO<sub>2</sub> pour soutenir les centrales hydroélectriques existantes tout en conservant sans changement l'affectation partielle au programme Bâtiment et au fonds de technologie, la redistribution à la population et aux entreprises est réduite de moitié (de deux à un tiers). La question de savoir comment répartir cette réduction entre la population et l'économie est laissée ouverte. On peut la répartir uniformément, de manière à ce que l'une et l'autre ne reçoive plus que la moitié. Mais on pourrait aussi, par exemple, considérer que la réduction n'affecte que la population et que les entreprises soient épargnées. Ici également, conformément aux critères de soutien présentés au chapitre 3, les propriétaires de centrale, les cantons d'implantation, les exploitants et les investisseurs privés fournissent une contribution pour soutenir les centrales équivalente aux moyens issus de la taxe sur le CO<sub>2</sub> mis à disposition pour soutenir la force hydraulique.

### 6.3 Evaluation juridique

La taxe sur le CO<sub>2</sub> est une redevance purement incitative qui repose sur la compétence matérielle de la Confédération (elle ne requiert donc aucune base constitutionnelle spéciale). Cette redevance doit principalement viser à *influencer le comportement par le prélèvement d'une taxe*. Une partie des revenus d'une redevance purement incitative peut être employée dans le domaine matériel correspondant ou dans un domaine qui lui est étroitement lié, *afin de renforcer les objectifs poursuivis par la perception de la taxe*. En revanche, il n'est pas admissible d'affecter ces ressources à d'autres tâches de la Confédération. L'admissibilité de l'affectation des ressources doit être soumise à des exigences sévères.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Keller, Helen et Matthias Hauser (2008). Rechtsgutachten über den verfassungsrechtlichen Rahmen einer Klimalenkungsabgabe des Bundes. Zurich, 2008).



L'objectif de la taxe climatique incitative est de réduire les émissions de gaz à effets de serre. De ce fait, toutes les mesures visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre sont conformes à l'objectif d'incitation. Tel n'est pas le cas du soutien apporté à la force hydraulique, puisqu'elle ne permet pas de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> sur le territoire national. C'est pourquoi il serait anticonstitutionnel d'utiliser une partie des revenus de la taxe pour subventionner les grandes centrales hydroélectriques existantes.

S'y ajoute le fait que le but d'une redevance d'incitation est essentiellement d'influencer le comportement par le prélèvement d'une taxe sans porter de préjudice grave à la matière fiscale des cantons. De ce point de vue, l'affectation partielle de plus d'un tiers du montant de la taxe était considéré jusqu'ici comme irrecevable sur le plan quantitatif. Plus la part du revenu destinée à l'utilisation des fonds est élevée, plus l'effet incitatif passe à l'arrière-plan et plus le financement devient prioritaire, ce qui est contraire au principe de base d'une taxe d'incitation.

## **7. Obligation de compenser des importateurs de carburant**

En vertu de la loi sur le CO<sub>2</sub>, les importateurs de carburant sont tenus de compenser une partie des émissions de CO<sub>2</sub> produites lors de l'utilisation énergétique des carburants. Selon l'art. 26, al. 2, de la loi sur le CO<sub>2</sub>, le cadre de la compensation est de 5 à 40%. Dans l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, le Conseil fédéral a fixé le taux de compensation pour 2020 à 10% (art. 89 de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>). Ce taux peut être relevé s'il apparaît que les objectifs fixés en matière de CO<sub>2</sub> seront manqués. Aux fins de financer les projets de compensation, un supplément de prix d'au maximum 5 centimes par litre est permis sur les carburants (art. 26, al. 2, de la loi sur le CO<sub>2</sub>). Actuellement, le prélèvement est d'environ 2 ct./l pour financer les projets (la majoration de prix exacte n'est pas connue). En théorie, il existe ainsi encore une marge de manœuvre pour une nouvelle obligation de compensation d'environ 3 ct./l, laquelle fournirait environ 240 millions supplémentaires pour soutenir les grandes centrales hydroélectriques. Les importateurs de carburants fossiles seraient contraints par la loi sur l'énergie à compenser une partie de l'électricité importée par des investissements dans la grande hydraulique. Ces investissements seraient attestés par des certificats de force hydraulique, par exemple des certificats électriques bleus. Les importateurs de carburants fossiles peuvent soit investir directement dans la grande hydraulique, soit acquérir la quantité correspondante de certificats de force hydraulique. Pour établir un tel certificat, la condition d'additionnalité financière et d'émission doit être respectée, c'est-à-dire que les projets ne doivent pas être rentables et qu'ils ne doivent être réalisables que par l'obligation de compensation. On ne devrait donc pas appliquer le principe de l'arrosoir et ne subventionner que des centrales électriques non rentables.

Pour calculer les certificats de force hydraulique à établir, la quantité d'électricité issue de la force hydraulique produite grâce aux investissements directs ou à la vente de certificats électriques bleus est déterminante. Les acquéreurs de carburants fossiles supporteraient le financement, tandis que les bénéficiaires seraient les exploitants de centrales hydroélectriques non rentables. Quant aux importateurs de carburant, cette obligation de compensation supplémentaire représenterait une nouvelle charge.

Tous les importateurs de carburant sont libres de fixer leur supplément de prix à titre de compensation, pour autant que celui-ci n'excède pas 5 ct./l. La question de savoir comment cette obligation de



compensation supplémentaire doit être conçue dans le domaine de la force hydraulique est donc laissée aux importateurs de carburant.

### **7.1 Effets**

Si on part de l'hypothèse qu'une compensation supplémentaire de 3 ct./l est exigée des importateurs de carburants fossiles, les fonds à disposition seraient augmentés de 240 millions de francs par an.

### **7.2 Financement**

Cf. chapitre 3 (Conditions-cadres)

### **7.3 Mise en œuvre**

Le supplément de prix sur les carburants, qui viserait à soutenir la force hydraulique actuelle, est laissé à l'appréciation des importateurs de carburant. Mais pour que le système fonctionne, il faut créer une nouvelle «monnaie» qui permette pour ainsi dire de confirmer les investissements consentis dans la grande hydraulique. On pourrait, par exemple, introduire une «certificat électrique bleu». L'investisseur recevrait un tel certificat par kWh d'électricité issue de la grande hydraulique que son investissement a permis de produire en plus. Les importateurs de carburants fossiles devraient céder chaque année des certificats bleus en proportion de l'électricité issue du charbon qu'ils importent. Les importateurs de carburant pourront choisir entre générer eux-mêmes ces certificats par des investissements directs dans la grande hydraulique et les acheter sur le marché.

### **7.4 Evaluation juridique**

L'obligation faite aux importateurs de carburant de compenser une part de l'électricité issue du charbon par des investissements dans la grande hydraulique irait à l'encontre du système et elle apparaît très douteuse sur le plan juridique, voire anticonstitutionnelle.

## **8. Financement par la TVA**

La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) a été introduite le 1<sup>er</sup> janvier 1995 en remplacement de l'impôt sur le chiffre d'affaires (ICHA). Sa perception, qui relève de la compétence exclusive de la Confédération, est réglementée par la loi fédérale du 12 juin 2009 régissant la taxe sur la valeur ajoutée (loi sur la TVA, LTVA) et par l'ordonnance d'exécution correspondante (OTVA).

La TVA est un impôt général sur la consommation. Elle a pour but d'imposer la consommation finale non entrepreneuriale de biens et de services sur le territoire suisse. Elle est perçue à toutes les étapes de la production, de la distribution et des services (impôt grevant les opérations réalisées sur le territoire suisse), sur l'acquisition, par un destinataire se trouvant sur le territoire suisse, de prestations fournies par une entreprise ayant son siège à l'étranger (impôt sur les acquisitions), ainsi que lors de l'importation de biens (impôt sur les importations). Est contribuable quiconque exploite une entreprise sans être libéré de l'assujettissement à l'impôt (impôt grevant les opérations réalisées sur le territoire suisse). Est libérée de l'assujettissement toute personne qui:



- réalise sur le territoire national, au cours d'une année, un chiffre d'affaires inférieur à 100 000 francs provenant de prestations imposables ou qui
- réalise sur le territoire national, en qualité de société sportive ou culturelle sans but lucratif et gérée bénévolement ou comme institution d'intérêt public, un chiffre d'affaires inférieur à 150 000 francs provenant de prestations imposables.

La TVA recense actuellement quelque 353 000 personnes assujetties à l'impôt.

Depuis 2011, les taux de la TVA sont les suivants:

- 2,5% (taux réduit) pour les produits comestibles et boissons, les médicaments, etc.,
- 3,8% (taux spécial, limité à la fin de 2017) pour l'hébergement,
- 8% (taux normal) pour toutes les autres prestations.

La perception et l'encaissement de l'impôt grevant les opérations réalisées sur le territoire suisse et de l'impôt sur les acquisitions est du ressort de l'Administration fédérale des contributions (AFC). Cette compétence revient par contre à l'Administration fédérale des douanes (AFD) lorsqu'il s'agit de l'importation de biens.

En vertu des dispositions constitutionnelles actuellement en vigueur (art. 130 Cst. et art. 196, ch. 3, al. 2, let. e, ainsi que ch. 14, al. 2 et 3, Cst., Dispositions transitoires), une part d'environ 23% du produit de la TVA est affectée globalement à l'AVS, à l'AI, au financement des grands projets ferroviaires et à la réduction des primes de l'assurance-maladie, et ne rentre donc pas dans la caisse générale de la Confédération<sup>7</sup>:

- Les recettes découlant d'un point de pourcentage (1% du taux normal, 0,5% du taux spécial d'hébergement et 0,3% du taux réduit) sont affectées au financement de l'AVS.
- Les recettes découlant de 0,4 point de pourcentage (0,4% du taux normal, 0,2% du taux spécial d'hébergement et 0,1% du taux réduit) sont destinées, pour une durée limitée (du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 31 décembre 2017) au financement de l'AI.
- Les recettes provenant de 0,1 point de pourcentage sont destinées au financement des grands projets ferroviaires.
- Sur le montant restant, 5% sont affectés à la réduction des primes de l'assurance-maladie en faveur des classes de revenu inférieures.

## 8.1. Financement

En 2013, le produit de la TVA a atteint 22,5 milliards de francs.<sup>8</sup> La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est toujours inscrite au budget de la Confédération.

Si on soutient les centrales hydroélectriques existantes au moyen des revenus de la TVA, il s'ensuit que d'autres tâches doivent être réduites (au cas où les taux d'imposition restent inchangés) ou que les taux d'imposition doivent être relevés.

## 8.2. Effets

En supposant un volume de subventions compris entre 90 millions et 550 millions de francs pour la force hydraulique existante et compte tenu des recettes de la TVA en 2013 (22,561 milliards CHF), le

<sup>7</sup> Conférence suisse des impôts (CSI) (2014). Les impôts de la Confédération, des cantons et des communes. AFC (2015). La taxe sur la valeur ajoutée en Suisse 2012. Résultats et commentaires (<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/news/publikationen.Document.178642.pdf>).

<sup>8</sup> <http://www.estv.admin.ch/mwst/dokumentation/00294/index.html?lang=fr>.



subventionnement visé représenterait 0,4 à 2,44% du produit de la TVA. Si l'on ventile ce montant entre les trois taux d'imposition, ceux-ci devraient être relevés comme suit:

Année	TVA (en millions)	Soutien aux centrales (en millions)	Augmentation en%	Adaptation du taux normal (8%)	Adaptation du taux spécial (3,8%)	Adaptation du taux réduit (2,5%)
2013	22'561	90	0,399%	8,032%	3,815%	2,510%
2013	22'561	550	2,438%	8,195%	3,893%	2,561%

### 8.3. Mise en œuvre

Une augmentation de la TVA exige dans tous les cas une modification de la Constitution et, par conséquent, l'approbation du peuple et des cantons.

Si un relèvement de la TVA était décidé, les ressources devraient soit être affectées obligatoirement (art. 53 LFC), soit versées à un fonds spécial (art. 52 LFC).

### 8.4. Evaluation juridique

Une modification de la Cst. est nécessaire si l'on veut soutenir la force hydraulique existante en relevant la TVA. Il en va de même des autres augmentations à affectation liée (cf. art. 196 ch. 3, al. 2, let. e, et ch. 14, al. 2 et 3, Cst., Dispositions transitoires).

## Mesures générales d'allègement

### 9. Réduction de la redevance hydraulique

Il est proposé de renoncer (partiellement) à la redevance hydraulique comme une mesure possible de soutenir les centrales hydroélectriques existantes. La redevance hydraulique pourrait être réduite pour toutes les centrales (réduction générale) ou seulement pour certaines d'entre elles selon des critères déterminés.

En Suisse, la redevance hydraulique représente la rémunération du droit d'exploiter la force hydraulique à des fins économiques. L'art. 76 Cst. attribue le droit de disposer des gisements d'eau aux cantons, lesquels cèdent ce droit partiellement aux communes. En vertu de l'art. 49 de la loi sur les forces hydrauliques, la collectivité habilitée à statuer peut prélever une redevance hydraulique d'un montant maximal de 110 francs par kW de puissance brute (exceptions: centrales hydroélectriques < 1 MW<sub>br</sub>: exemption de la redevance hydraulique; 1 - 2 MW<sub>br</sub>: augmentation linéaire jusqu'au maximum admissible). Si les redevances hydrauliques maximales autorisées par la loi fédérale (actuellement de 110 francs par kW de puissance brute) sont prélevées dans tous les cantons, les recettes totales de la redevance hydraulique pour toute la Suisse sont de 566 millions de francs par an. Plus de 60% de ces recettes émanent des cantons de montagne (Grisons, Obwald, Tessin, Uri et Valais), dans le budget desquels elles jouent un rôle parfois essentiel.





La part de la redevance hydraulique dans les coûts de revient des centrales hydroélectriques existantes analysées<sup>9</sup> est d'environ 1,3 ct./kWh.

La mesure de réduction des redevances hydrauliques ne présente, selon sa conception, aucun lien avec la situation du marché (p. ex. le prix du CO<sub>2</sub>) et, de ce fait, aucun mécanisme de sortie automatique. C'est pourquoi il convient de la limiter dans le temps ou de la munir d'une clause de contrôle périodique.

### **9.1. Effets**

Le montant de la réduction de la redevance hydraulique est déterminant pour la centrale électrique concernée. Par exemple, un abaissement du maximum de la redevance hydraulique prévu par la loi fédérale à 80 francs par kW de puissance brute entraînerait une réduction des coûts de revient de 7%. Il en coûterait quelque 160 millions de francs par an aux collectivités.

Le principal impact de la réduction de la redevance hydraulique réside dans la diminution des recettes des collectivités publiques habilitées à prélever la redevance.

Une réduction générale des redevances hydrauliques entraînerait d'importants effets d'aubaine: la mesure soutiendrait également des centrales hydroélectriques qui n'ont pas besoin d'aide. De ce fait, l'objectif de soutien aux centrales hydroélectriques non rentables ne pourrait pas être atteint, car une grande part des ressources serait consacrée au soutien général de la branche. Les effets d'aubaine pourraient être sensiblement réduits si un groupe de centrales, défini selon des principes clairs (à savoir la non-rentabilité), était seul à pouvoir bénéficier d'une réduction de la redevance hydraulique. Evaluer si une centrale électrique se qualifierait pour entrer dans une catégorie ainsi définie impliquerait forcément une charge administrative élevée.

### **9.2. Financement**

Comme cette mesure représenterait une exonération temporaire partielle de redevances dues, aucune source de financement proprement dite ne serait nécessaire. Indirectement toutefois, les communes et cantons concernés devraient réduire leurs dépenses et chercher de nouvelles sources de recettes (p. ex. augmentation des impôts) ou s'accommoder de revenus inférieurs ou d'excédents de charges plus importants.

### **9.3. Mise en œuvre**

Une réduction temporaire de la redevance hydraulique relève de la compétence des cantons, qui pourraient la mettre en œuvre rapidement. Si le droit cantonal prévoit que la redevance hydraulique maximale fixée par le droit fédéral s'applique, une modification de la législation cantonale s'impose. La Confédération n'a pas compétence, à l'appui des dispositions en vigueur de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques, pour obliger les cantons, titulaires de la souveraineté sur les eaux, à renoncer à percevoir la redevance hydraulique. Une autre solution consisterait à faire en sorte que les cantons puissent, ou doivent calculer des redevances hydrauliques inférieures en abaissant le maximum de la redevance hydraulique prévu par le droit fédéral.

---

<sup>9</sup> Office fédéral de l'énergie, 10 mars 2015: Rentabilité des centrales hydrauliques existantes. Actualisation du rapport du 7 août 2014 à l'attention de la CEATE-N.



Une adaptation de la réglementation sur le plan fédéral, par exemple un abaissement du maximum de la redevance hydraulique pour les installations existantes subventionnées, implique de modifier la loi sur les forces hydrauliques (cf. chap. 9.4).

#### **9.4. Evaluation juridique**

La redevance hydraulique appartient à la catégorie des taxes causales. L'assujetti ne doit pas payer la redevance hydraulique sans raison, car il reçoit une contrepartie directe de la collectivité, à savoir le droit d'utiliser exclusivement la force hydraulique sur un site donné. Ce système ne prévoit pas la prise en compte individuelle de la capacité économique de l'assujetti. Si le système en vigueur devait être modifié, il faudrait étudier précisément s'il serait conforme au droit régissant les redevances d'introduire une composante supplémentaire, outre le débit utilisable et la hauteur de chute utilisable, à savoir la possibilité de former une catégorie. On pourrait alors, par exemple, constituer des groupes de centrales électriques selon leurs différents besoins de soutien. Mais il ne paraît pas possible de procéder à des examens au cas par cas sur la base de la capacité économique individuelle, comme pour le calcul de l'impôt. Une révision de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier de ses art. 48 et 51, serait en tout cas inévitable.

La loi sur les forces hydrauliques devrait être révisée aux fins de modifier la conception de la redevance hydraulique maximale prévue par le droit fédéral.

Du point de vue du droit de la concurrence, un soutien financier de la branche ou une réduction des redevances par la Confédération serait problématique. En effet, la Constitution oblige la Confédération et les cantons à agir sans incidence sur la concurrence, les dérogations au principe de la liberté économique motivées par des raisons de politique structurelle n'étant admissibles que dans des cas exceptionnels. Il faudrait examiner précisément à quelles conditions la Constitution autorise un soutien.

### **10. Supplément perçu sur le réseau: exemption de l'électricité provenant de la force hydraulique indigène**

On renoncerait à percevoir un supplément sur la rémunération de l'utilisation du réseau de transport à concurrence de la part d'énergie issue de la force hydraulique indigène (option: renoncer également à prélever un supplément de rémunération sur la part d'énergie issue des autres énergies renouvelables indigènes). Ainsi, les consommateurs finaux ne devraient pas payer de supplément lorsqu'ils achètent de l'électricité issue de la force hydraulique indigène, laquelle serait de fait moins chère et deviendrait plus intéressante par rapport aux autres énergies (d'origine fossile ou nucléaire) ou à l'énergie importée de l'étranger. L'objectif serait d'améliorer le positionnement de la force hydraulique par rapport à l'énergie nucléaire et à l'énergie grise (option: également améliorer le positionnement des autres énergies renouvelables), de manière à soutenir la production d'électricité hydraulique suisse.

#### **10.1. Effets**

Cette solution aurait le même impact qu'une redevance électrique différenciée. La différenciation devrait exclusivement reposer sur les centrales hydroélectriques suisses. Elle aurait pour conséquence que les consommateurs demanderaient davantage de courant provenant de la force hydraulique indigène. Il en résulterait une augmentation du prix des garanties d'origine, dont les producteurs pourraient bénéficier.



Les négociants d'électricité seraient en partie aussi gagnants. Le prix de l'électricité renouvelable augmenterait à concurrence du prix des énergies non renouvelables augmenté du supplément perçu sur le réseau. Un nouvel équilibre s'établirait alors. Le montant des recettes totales provenant du supplément perçu sur le réseau ne serait pas modifié, mais le consommateur final paierait le surcoût des garanties d'origine pour l'électricité hydraulique.

Il ne serait pas possible de limiter l'allègement de charge aux installations qui doivent être soutenues le plus fortement. Il faut donc s'attendre à d'importants effets d'aubaine. Des doublons promotionnels interviendraient toutefois, lorsque des installations sont construites, agrandies ou rénovées (contributions d'investissement), puisque l'exploitation de ces installations serait en outre soutenue par la prime d'injection destinée aux centrales hydroélectriques.

## **10.2. Financement**

Si la mesure envisagée était appliquée, l'énergie hydraulique serait exemptée de la perception du supplément sur le réseau de transport (actuellement 44% de la consommation électrique). Si la perception du supplément maximal doit générer les mêmes recettes que celles prévues dans la Stratégie énergétique (2,3 ct./kWh), le supplément effectivement perçu sur l'électricité non renouvelable devrait être relevé à 4,1 ct./kWh.

La production d'électricité hydraulique suisse couvre au maximum 55% de la consommation d'électricité. Le supplément perçu sur l'électricité non renouvelable serait alors de 5,1 ct./kWh. Il faudrait continuellement adapter le supplément effectivement perçu en fonction du mix d'électricité, sous peine de menacer la liquidité du Fonds alimenté par le supplément.

## **10.3. Mise en œuvre**

La part de la force hydraulique indigène (option: la part des énergies renouvelables indigènes) dans le mix d'électricité individuel devrait être déterminé pour chaque client, afin de pouvoir calculer le montant du supplément à payer. Les recettes provenant de la perception du supplément varieraient d'année en année et ne seraient connues qu'a posteriori. Il peut en résulter des problèmes de liquidité du Fonds alimenté par le supplément. Les caractéristiques mentionnées ci-dessus permettent de pressentir un coût d'exécution important.

## **10.4. Evaluation juridique**

Il faudrait examiner de manière plus approfondie les effets de la mesure en termes de concurrence et une éventuelle discrimination des producteurs étrangers, c'est-à-dire la compatibilité de la mesure avec le droit international.

## **11. Société à but spécial pour les centrales hydroélectriques non rentables**

Cette mesure s'inspire du paquet de mesures visant à stabiliser le système financier de la Suisse, adopté le 15 octobre 2008 par le Conseil fédéral, la Banque nationale suisse (BNS) et la Commission fédérale des banques (CFB), et auquel UBS a recouru. Grâce à cette formule, les entreprises menacées par une faillite peuvent être suffisamment dotées de liquidités pendant un certain temps de ma-



nière à éviter l'insolvabilité. Mieux que les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE), la Confédération et les cantons, principaux investisseurs de cette société à but spécial, sont à même de supporter les risques liés aux actifs (centrales hydroélectriques non rentables), car ils peuvent attendre que les marchés se soient rétablis pour vendre les valeurs patrimoniales et en obtenir un prix de marché adéquat.

### 11.1. Effets

La condition, pour instituer une société à but spécial, est une *situation d'urgence d'importance systémique* qui fait craindre un effondrement du marché ou de la sécurité du marché si l'Etat n'intervient pas. Selon le rapport final du groupe d'experts sur la limitation des risques macroéconomiques que représentent les grands groupes, les centrales hydroélectriques ne sont pas d'importance systémique. Toutes autres considérations sont faites sous cette réserve. Théoriquement, il serait possible de transférer les centrales hydroélectriques non rentables, respectivement leurs parts d'action, dans une société à but spécial dont la Confédération ou les cantons seraient les actionnaires majoritaires. Le bilan des EAE serait ainsi allégé des centrales hydroélectriques non rentables, ce qui renforcerait simultanément leur fonds propres par l'apport de capital.

Suivant les premières réflexions visant à élaborer une telle solution, on peut admettre qu'il faudrait commencer par renforcer la base de fonds propres des EAE au moyen d'obligations convertibles de la Confédération et des cantons. Ces fonds propres supplémentaires permettraient aux EAE de fonder une société à but spécial et de la doter eux-mêmes des capitaux propres nécessaires. Cette société à but spécial reprendrait les actifs des centrales hydroélectriques non rentables, poursuivrait leur exploitation pour compte propre et les revendrait si possible ultérieurement. A cet effet, la Confédération et les cantons prêteraient les fonds étrangers nécessaires à la société à but spécial.

Le capital transféré aux EAE sous forme d'obligations convertibles serait porteur d'intérêt jusqu'à sa conversion en actions. Pour autant que les obligations convertibles ne soient pas vendues préalablement à un ou des intéressés, la Confédération et les cantons recevraient des actions de l'EAE après la conversion des obligations.

Pour cette mesure, la Confédération et les cantons interviennent comme investisseurs. Ils reçoivent de la société à but spécial un intérêt annuel en contrepartie du prêt consenti. Le résultat dépend de ce que les obligations convertibles soient vendues à perte ou avec un bénéfice et de ce que la Confédération et les cantons reçoivent ou non le remboursement intégral de leur prêt. La Confédération et les cantons, et non pas les EAE, portent donc entièrement le risque. Après cinq ans au plus tard, la Confédération et les cantons reçoivent une participation au bénéfice d'un montant approprié et la moitié des fonds propres, déduction faite du montant des capitaux propres engagés initialement. Pendant toute la durée de son existence, la société à but spécial proposera les centrales hydroélectriques non rentables à la vente sur le marché. Si une vente survient, les fonds propres augmentent d'autant. Il n'est pas possible de savoir au préalable ce que vaudront ces centrales hydroélectriques, aujourd'hui non rentables, au terme du délai maximal de cinq ans. On ne sait pas si elles généreront de l'argent par la vente d'électricité ni combien d'entre elles pourront être vendues.

Contrairement à ce qui prévalait pour le paquet de sauvetage de l'UBS, on ne saurait justifier juridiquement que la BNS joue un rôle actif dans le train de mesures visant à soutenir la force hydraulique,



car le sauvetage de centrales hydroélectriques non rentables n'entre dans aucune des tâches de la BNS mentionnées à l'art. 5 de la loi fédérale sur la Banque nationale suisse.

## **11.2. Financement**

La Confédération et les cantons jouent, pour ces mesures, le rôle d'investisseurs dont le risque doit être adéquatement rémunéré en fonction des modalités de remboursement au moment où surviendra la dissolution de la société à but spécial, l'existence de celle-ci étant temporaire. Le risque devrait être porté conjointement par la Confédération et les cantons, notamment parce que les cantons sont pour l'essentiel responsables des EAE et qu'ils devraient, à ce titre, participer à la solution éventuelle du problème.

L'émission d'obligations convertibles en faveur des EAE et l'octroi de prêts devraient, pour des raisons relevant du droit régissant les subventions, passer par le compte de financement de la Confédération. Autrement dit, même en cas d'un financement extraordinaire d'une telle mesure, d'autres tâches inscrites au budget de la Confédération seraient évincées.

## **11.3. Mise en œuvre**

Avant de pouvoir transférer une centrale hydroélectrique non rentable dans une société à but spécial, l'EAE doit la mettre en vente sur le marché à un prix adéquat. Si aucun acheteur ne se présente, le prix d'achat de la centrale est fixé dans le cadre d'une procédure de diligence raisonnable («due diligence»), mandatée par la Confédération, avant que la centrale soit transférée dans la société à but spécial. Toute centrale électrique doit être soumise à un examen individuel.

Cette mesure devrait être réalisable en deux à trois ans, compte tenu du fait qu'une base juridique est nécessaire et que le rapport entre la Confédération et les cantons au sein de la société à but spécial doit être clarifié (contributions de chacun, organisation de la société à but spécial, acquisition des ressources nécessaires à l'exploitation, etc.). De plus, dans le plan financier, il faudra trouver et introduire des économies dans d'autres domaines de tâches pour compenser les dépenses supplémentaires visant à financer la société à but spécial. Toute centrale hydroélectrique qui doit être transférée dans la société à but spécial doit passer au préalable par une procédure de diligence raisonnable («due diligence»). L'ampleur de cet examen dépend de manière déterminante de la forme du transfert: la reprise d'une centrale hydroélectrique complète, avec tous les actifs et passifs de l'ensemble des valeurs et engagements, devrait s'avérer coûteuse en temps. Les centrales hydroélectriques, dont la valeur atteint souvent plusieurs milliards de francs, devraient présenter des structures de coûts différentes. Pourtant, les pouvoirs publics devraient pouvoir assurer l'exploitation de celles qui ne sont pas rentables dans le cadre de la société à but spécial. A cet effet également, des ressources conséquentes devraient être mises à disposition.

## **11.4. Evaluation juridique**

### **Perspective de politique financière**

Le financement par la Confédération d'une société à but spécial pour les centrales hydroélectriques non rentables requiert la création d'une base légale, le frein aux dépenses ancré dans la Constitution (art. 159, al. 2, let. b, Cst.) devant en outre être «desserré» en cette occasion. La majorité absolue des deux Chambres est nécessaire à cette fin. Au demeurant, des bases juridiques devraient également s'avérer nécessaires au niveau cantonal.



Selon l'art. 3, al. 1, de la loi sur les subventions, un engagement de la Confédération devrait être qualifié d'«aide financière». L'octroi d'une aide financière exige impérativement un crédit budgétaire, soumis à l'aval du Parlement et satisfaisant aux dispositions relatives au frein à l'endettement. En cas de besoin financier exceptionnel (cf. art. 126, al. 3, Cst.), l'accord de la majorité absolue des deux Chambres serait nécessaire. Le besoin financier supplémentaire devrait être compensé par des économies dans les autres domaines au cours des six exercices suivants (cf. art. 126, al. 4, Cst. et art. 17b, LFC).

### **Perspective générale**

Il faudrait étudier de manière plus approfondie si une modification de la Constitution s'impose et à quelles conditions la mesure pourrait répondre aux dispositions constitutionnelles.

## **12. La Confédération finance les centrales de pompage-turbinage, Swissgrid les exploite**

La proposition vise à élaborer une loi permettant à la Confédération de profiter des taux bas ou négatifs sur le marché des capitaux pour financer de nouvelles centrales de pompage-turbinage, respectivement pour participer à de tels ouvrages directement ou indirectement. Il faut en outre donner la possibilité à Swissgrid de les exploiter.

On peut aussi imaginer que la Confédération ne participe pas complètement, mais seulement dans une certaine proportion, au financement des centrales électriques. L'octroi de cautions pourrait aussi être envisagé.

### **12.1. Effets**

Cette mesure aide les entreprises concernées à réduire leurs coûts de capital. Des entreprises comme Alpiq ou Axpo, dont les installations de Nant de Drance et Hongrin-Léman, respectivement Linth-Limmern sont en voie de construction, pourraient en bénéficier. Le volume d'investissement en question est supérieur à quatre milliards de francs.

Si la Confédération ne participe que dans une certaine mesure, on peut admettre que la notation de la centrale électrique et les conditions de crédit des autres bailleurs de fonds seront meilleures.

### **12.2. Financement**

Une participation de la Confédération, directe ou indirecte, devrait en tout cas passer par le compte de financement de la Confédération. Cette démarche exigerait un ou plusieurs crédits budgétaires et éventuellement des crédits d'engagement. La création de la base juridique requise exigerait donc l'approbation de la majorité absolue des deux Chambres (frein aux dépenses, art. 159, al. 3, let. b, Cst.). A ce sujet, il faut noter que la mise en œuvre d'une telle solution aurait pour effet d'évincer d'autres tâches inscrites au budget de la Confédération.



### **12.3. Mise en œuvre**

Des examens au cas par cas permettraient de fixer le montant que la Confédération devrait investir dans les centrales de pompage-turbinage. On pourrait ainsi garantir que seules sont soutenues les installations qui, sans cette aide, ne survivraient pas ou ne seraient même jamais construites.

Il faudrait donc surveiller le marché, avec le coût d'exécution que cela comporte, pour garantir que Swissgrid n'exploite pas sa position sur le marché au détriment d'autres producteurs. En effet, si Swissgrid exploite elle-même les centrales de pompage-turbinage, le principe de séparation est transgressé. Le gestionnaire du réseau de transport ne doit exploiter aucune installation de production. Si la mesure en question devait changer cette donne, elle ouvrirait la porte aux abus de marché et à la discrimination des entreprises concurrentes. Quant à l'exclusion du marché ces centrales de pompage-turbinage pour les services-système, cela reviendrait à réduire fortement la liquidité et, de ce fait, l'efficacité de ce marché.

### **12.4. Evaluation juridique**

Cette proposition ne concerne pas le soutien aux grandes centrales hydroélectriques existantes, elle vise la promotion des centrales de pompage-turbinage nouvelles ou en voie de construction.

Permettre une participation de la Confédération dans les centrales électriques constitue un changement de système fondamental indésirable. En vertu de l'art. 4 LENE, l'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. La Confédération et les cantons instaurent les conditions générales permettant à ces entreprises d'assumer leurs tâches de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général. Du point de vue du droit de la concurrence, une participation financière de la Confédération est problématique, car elle est susceptible d'entraîner une distorsion du marché et de défavoriser les autres acteurs du marché. La Cst. contraint la Confédération à agir de manière à ne pas influencer la concurrence. Des dérogations au principe de la liberté économique, motivées par des raisons de politique structurelles, ne sont admissibles qu'à titre exceptionnel.

En vertu de l'art. 18, al. 6, LAPeI, Swissgrid n'est pas autorisée à exercer une activité dans les domaines de la production, de la distribution ou du commerce d'électricité. Si Swissgrid exploitait elle-même les centrales de pompage-turbinage, elle violerait le principe de séparation, qui représente une condition nécessaire de l'accord sur l'électricité avec l'UE. En effet, Swissgrid exploite le marché des services-système et elle réalise des appels d'offres pour l'acquisition d'énergie de réglage. Or, si elle exploitait elle-même des centrales de pompage-turbinage, elle pourrait aussi participer aux enchères, ce qui créerait un risque d'abus de marché et de discrimination envers les autres offreurs.

## **13. Ajournement de l'ouverture complète du marché à 2019**

Conformément au projet mis en consultation, la deuxième étape d'ouverture du marché de l'électricité est prévue pour le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La mesure décrite en l'occurrence vise à repousser l'ouverture complète du marché d'un an, au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Les fournisseurs d'électricité pourraient ainsi, pendant un an de plus, vendre l'électricité à prix coûtant plutôt qu'au prix du marché au consommateur final dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh. Les consommateurs qui n'ont actuellement pas accès au marché ne pourraient bénéficier des prix de marché éventuellement plus bas qu'un an plus tard. Il s'agit d'environ 50% de l'électricité consommée en Suisse, soit environ 30 TWh par an.



### **13.1. Effets**

Les effets de cette mesure devraient rester limités: vu l'expérience acquise auprès des grands clients, l'ouverture complète du marché ne conduira probablement pas une grande partie des clients à opter pour le libre marché. Selon les données fournies par l'EICOM concernant les grands clients, 33% des clients finaux et 53% de la quantité d'électricité librement négociable se trouvent actuellement sur le marché (contre 9% des clients en 2009). Si l'on admet que les prix du marché sont d'environ 1,2 ct./kWh inférieurs aux coûts de revient moyens et que, la première année de l'ouverture complète du marché, 10% des clients qui en ont nouvellement le droit optent pour le libre marché et qu'ils représentent 10% de la nouvelle quantité d'électricité librement négociable, le manque à gagner pour les fournisseurs serait d'environ 36 millions de francs. En différant la deuxième étape de l'ouverture du marché, les fournisseurs pourraient continuer, un an de plus, à répercuter cette diminution de revenu sur leurs consommateurs finaux captifs.

La mesure n'a pas d'effet pour les fournisseurs qui n'ont pas de client dans l'approvisionnement de base et qui vendent l'électricité à la bourse de l'électricité (p. ex. Alpiq, Axpo). En outre, cette mesure différerait l'utilité de l'ouverture complète du marché de l'électricité (intensification de la concurrence, gains d'efficacité).

### **13.2. Financement**

Le financement de cette mesure ne requiert pas de ressources de l'Etat. Il est assuré par les consommateurs, qui supportent des tarifs énergétiques plus élevés.

### **13.3. Mise en œuvre**

La mesure ne déploierait ses effets que durant l'exercice 2018. Une mise en œuvre plus rapide n'est pas possible. Par ailleurs, aucun coût d'exécution supplémentaire ne serait à noter au sein de l'administration.

### **13.4. Evaluation juridique**

Conformément à l'art. 34, al. 3, LApEI, la deuxième étape de l'ouverture du marché doit être mise en vigueur cinq ans après l'entrée en force de la LApEI (1<sup>er</sup> janvier 2008) par un arrêté fédéral sujet au référendum facultatif. Néanmoins, même sans modification de la loi, une certaine marge de manœuvre permet de repousser la mise en œuvre de l'ouverture complète du marché. L'ouverture partielle du marché n'est pas compatible avec la législation de l'UE; la libéralisation complète du marché de l'électricité constitue donc une condition à la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE.

## **14. Les EAE doivent acheter de l'électricité à prix coûtant**

Cette mesure oblige les EAE à acheter à leurs fournisseurs, à prix coûtant, l'électricité destinée aux clients finaux de l'approvisionnement de base. Le marché de gros est ainsi exclu de l'approvisionnement de base. De cette manière, les fournisseurs en amont reçoivent la possibilité d'écouler leur électricité à prix coûtant plutôt que sur le marché de gros.





Cette mesure affecterait négativement les clients finaux de l'approvisionnement de base desservis par une EAE qui achète aujourd'hui de l'électricité à des conditions avantageuses sur le marché et qui aurait, en raison de la mesure visée, des coûts d'acquisition plus importants. Ces coûts seraient répercutés sur les clients finaux de l'approvisionnement de base (tarif électrique plus élevé). Cette mesure n'est pas compatible avec l'ouverture complète du marché, puisqu'elle empêcherait la concurrence entre les fournisseurs de se développer.

#### **14.1. Effets**

Aucune donnée disponible n'indique la part d'électricité que les EAE doivent directement vendre aux clients finaux à partir de leur production propre ni quelle part d'électricité ou à quelles conditions elles doivent acquérir sur le marché ou de leur fournisseurs. On ne saurait donc déterminer précisément sur quelle quantité d'énergie la mesure visée déploierait ses effets. Une estimation approximative indique que les EAE devraient désormais acheter, à prix coûtant plutôt qu'aux conditions du marché, environ 15 TWh, soit environ 50% de la quantité d'énergie non négociable sur le marché.

#### **14.2. Financement**

Aucune ressource étatique n'est requise pour financer cette mesure. Les clients finaux, qui paient des tarifs énergétiques plus élevés, assurent le financement.

#### **14.3. Mise en œuvre**

Pour mettre cette mesure en œuvre, il faudrait définir de quel fournisseur chaque EAE doit acheter l'électricité. Comme nombre d'EAE organisent aujourd'hui leurs acquisitions de manière structurée plusieurs années à l'avance, cette mesure entraînerait d'énormes incertitudes sur le marché. Il faudrait donc accorder un délai transitoire aux EAE pour qu'elles adaptent l'organisation de leurs achats. De ce fait et parce qu'il faudrait nécessairement créer une base légale, cette mesure ne saurait être rapidement mise en place. Vu que de nombreuses EAE sont actuellement actionnaires de leurs fournisseurs (p. ex. AIL, EBM, EBL, IBA, WWZ, Romande Energie, SIG pour Alpiq et AEW, EKT, EKZ, SAK pour Axpo), une solution venant du secteur privé serait préférable pour régler les conditions de fourniture.

#### **14.4. Evaluation juridique**

La mesure visée représente une atteinte massive à la liberté économique. Selon les dispositions prévues dans la LApEI, les EAE ne sont pas des consommateurs finaux: elles acquièrent l'électricité sur le libre marché au prix du marché. Cette mesure n'est pas compatible avec l'ouverture du marché, elle signifierait plutôt une régression par rapport à l'ouverture partielle qui prévaut actuellement. Elle n'est donc pas compatible avec les prescriptions de l'UE concernant le marché intérieur de l'énergie et empêcherait ainsi la conclusion d'un accord sur l'électricité.

### **15. Taxe différenciée sur l'électricité**

L'objectif d'une redevance électrique différenciée est de soutenir la production électrique à partir d'énergies renouvelables sur le territoire national, c'est-à-dire d'accroître la compétitivité d'une telle production par rapport à la production électrique fossile ou étrangère. L'électricité reçoit un traitement



différencié en fonction de la méthode de production, puisqu'une taxe différenciée est perçue selon le type de production. La production électrique issue d'énergies renouvelables (dont la grande hydraulique) bénéficierait d'un faible taux de redevance, tandis que l'électricité nucléaire ou fossile serait soumise à un taux de redevance plus élevé. Les importations d'électricité seraient aussi frappées par la redevance.

Les flux électriques physiques ne permettent pas de prouver de quelle installation provient le courant. C'est pourquoi les garanties d'origine servent de preuves au marquage de l'électricité. Ces garanties contiennent des informations sur la source énergétique à l'origine de l'électricité produite et sur le moment et le lieu de cette production. L'importation de garanties d'origine «vertes» bon marché de l'étranger, qui pourraient certifier «renouvelable» l'intégralité de la consommation électrique suisse, est exclue. Soit toutes les importations d'électricité (également d'électricité renouvelable) destinée à la consommation en Suisse seraient frappées d'un taux de redevance plus élevé, soit un taux moyen forfaitaire serait appliqué sur l'électricité importée, à l'instar par exemple d'un mix ENTSO-E (mix européen de production électrique d'origine fossile, nucléaire et renouvelable). Ces deux options contredisent le droit de l'OMC et le droit de l'UE. Aucune taxe n'est perçue sur le transit d'électricité.

#### **Une «taxe sur le courant sale» comme variante à la taxe électrique différenciée**

La «taxe sur le courant sale», que certains politiciens demandent, ou la taxe sur les importations de «courant sale», qui correspond à une taxe CO<sub>2</sub> sur le courant importé, présentent au fond des similarités avec la redevance électrique différenciée. Ces taxes sont également fixées de manière différenciée en fonction de la méthode de production de l'électricité. S'agissant de la taxe CO<sub>2</sub> sur l'électricité importée, la mise en œuvre pose les mêmes problèmes que la taxe électrique différenciée, puisque la différenciation passe également par les certificats d'origine. L'application d'une valeur moyenne forfaitaire sur l'électricité importée, par exemple un mix européen de production électrique d'origine fossile, nucléaire et renouvelable (ENTSO-E-Mix) constitue également une discrimination, puisqu'elle se traduit par une taxation forfaitaire et que la simple importation d'électricité renouvelable provenant de centrales électriques étrangères est alors frappée d'une taxe.

### **15.1. Effets**

En ménageant une différence, par exemple de 3 ct./kWh, entre la taxe sur l'électricité non renouvelable et la taxe sur l'électricité renouvelable, cette mesure améliorerait le positionnement des énergies renouvelables, y compris de la grande hydraulique, envers l'énergie nucléaire suisse et les centrales électriques alimentées aux énergies fossiles. Comme il faut acheter des garanties d'origine pour prouver en Suisse l'origine renouvelable de l'électricité, le coût de cette amélioration correspond au prix des garanties d'origine renouvelable, qui est répercuté sur le consommateur final au moment de la vente. Dans ce système, les clients finaux suisses sont prêts à payer 3 ct./kWh de plus pour l'électricité issue d'énergies renouvelables indigènes. La production suisse d'électricité renouvelable apporterait donc un revenu supplémentaire avoisinant 3 ct./kWh (sous déduction de la marge des fournisseurs d'électricité). Les coûts du courant importé et destiné à la consommation en Suisse augmenteraient de 3 ct./kWh, soit généralement, soit en fonction du mix ENTSO-E (c'est-à-dire avec le facteur de 0,69 pour l'année 2013), selon les modalités retenues.

Les énergies renouvelables profitent du produit supplémentaire généré par les garanties d'origine, qui gagnent en valeur grâce à la différenciation des redevances électriques.



La redistribution du revenu de la redevance récompense les personnes et les entreprises dont la consommation d'électricité est faible: elles reçoivent plus d'argent en retour qu'elles n'en ont versé sous forme de redevance électrique. Par ailleurs, même compte tenu de la redistribution, une forte consommation d'électricité entraîne une charge nette. Les entreprises gourmandes en électricité sont donc davantage mises à contribution.

## **15.2. Financement**

La taxe est prélevée auprès des entreprises qui fournissent en Suisse des consommateurs finaux en électricité (entreprises soumises à l'obligation de marquage). Ces entreprises répercutent la taxe sur leurs clients. Le produit de la taxe, déduction faite des frais administratifs, est redistribué à la population et aux entreprises. La redevance électrique différenciée est une taxe purement incitative.

## **15.3. Mise en œuvre**

La redevance électrique différenciée pourrait être introduite en l'espace de deux ans. On peut en estimer les coûts d'exécution (administration, perception, redistribution) par analogie à la taxe CO<sub>2</sub> actuellement prélevée sur les carburants. Ces coûts devraient atteindre quelque deux à trois millions de francs par an.

Quant aux entreprises grandes consommatrices d'électricité, qui sont aux prises avec la concurrence internationale, il est possible de prévoir des mesures d'atténuation sous forme d'allègement ou d'exonération de la taxe. Mais de telles mesures entraîneraient des coûts administratifs supplémentaires. Tant la redevance incitative que la redistribution du produit de la taxe ont un impact sur l'économie. Mais selon des modélisations réalisées à la demande de la Confédération (Ecoplan 2012, 2013, 2015), on peut estimer que les effets, qui varient selon le montant de la taxe et la variante de redistribution choisie, resteront modérés à long terme.

## **15.4. Evaluation juridique**

En matière de droit de l'énergie et de commerce avec des agents énergétiques, la Suisse est liée par plusieurs contrats et accords multilatéraux ou bilatéraux (p. ex. OMC, accords de libre-échange de la Suisse avec l'UE et avec d'autres pays tiers) qui érigent l'obligation de non-discrimination en principe fondamental. Une distinction entre l'électricité domestique et l'électricité étrangère, telle que la prévoit la mesure visée, n'est pas admissible. Le taux de redevance réduit pour l'électricité renouvelable devrait donc être consenti tant à l'électricité produite en Suisse qu'à celle qui est importée. Le principe de non-discrimination s'applique également aux garanties d'origine étrangères qui qualifient l'électricité renouvelable. C'est pourquoi une taxe CO<sub>2</sub> qui frapperait l'électricité grise importée serait inefficace, puisqu'elle pourrait être contournée par l'achat de garanties d'origine bon marché liée à de l'énergie renouvelable étrangère.