



3 janvier 2017

Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020

Rapport succinct relatif aux mesures supplémen- taires concernant les centrales existantes et les énergies renouvelables

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| 1. Mandat et objectif | 2 |
| 2. Situation sur le marché de l'électricité | 2 |
| 3. Sécurité d'approvisionnement | 3 |
| 3.1 Sécurité d'approvisionnement en Suisse | 3 |
| 3.2 Nouvelle approche pour la modélisation: adéquation du système et adéquation de la capacité de production | 5 |
| 4. Politique au sein de l'UE | 5 |
| 5. Droit commercial | 6 |
| 6. Instruments de la conception du marché | 7 |
| 6.1 Taxe différenciée sur l'électricité | 7 |
| 6.2 Modèle de quotas pour le développement des énergies renouvelables | 9 |
| 6.3 Modèle de quotas pour les énergies renouvelables existantes et le développement des énergies renouvelables | 10 |
| 6.4 Encouragement des énergies renouvelables par des ventes aux enchères..... | 11 |
| 6.5 Maintien et développement des capacités de production | 12 |
| 6.5.1 Modèle de prime de marché..... | 12 |
| 6.5.2 Indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques (vente aux enchères de disponibilités)..... | 13 |
| 6.5.3 Mécanismes de capacité | 14 |
| 7. Classement des coûts des mesures | 15 |
| 8. Remarques finales | 16 |



1. Mandat et objectif

Dans le contexte de la discussion relative au message concernant un système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE)¹ au sein de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N), le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a annoncé l'élaboration d'un rapport additionnel afin d'évaluer la faisabilité et les conceptions possibles d'une taxe différenciée sur l'électricité. Outre la question de cette taxe différenciée, ce rapport doit également examiner d'autres systèmes envisageables en lien avec une conception du marché adéquate du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement électrique, en mettant l'accent sur la faisabilité, sur la compatibilité juridique et sur l'efficacité économique. En résumé, il s'agit de garantir à long terme un haut degré de sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, de développer les énergies renouvelables de manière efficace, tout en veillant à ce que la mise en œuvre d'éventuelles mesures soit ciblée et de durée limitée et qu'elle intervienne en temps utile.

Le rapport constitue une base de discussion sur la conception possible du marché électrique suisse à long terme. Dans ce contexte, le maintien durable de la sécurité de l'approvisionnement joue également un rôle important à côté du développement des énergies renouvelables de manière économiquement viable, de la réduction de la consommation énergétique, de l'augmentation de l'efficacité énergétique et de l'atteinte des objectifs de la politique climatique.

2. Situation sur le marché de l'électricité

Les prix de l'électricité ont fortement chuté depuis 2008 dans toute l'Europe. Cela concerne aussi bien le marché spot que le marché à terme. En outre, les prix de l'électricité sont devenus volatils en raison des quantités toujours plus importantes d'énergie produite de manière irrégulière (photovoltaïque et éolienne). Plusieurs facteurs clés exercent une influence sur l'évolution des prix.

Prix bas des énergies fossiles et du CO₂

Suite à l'effondrement des prix du charbon et du CO₂, la production d'électricité dans les centrales à charbon est devenue plus attrayante et détermine le prix sur la courbe d'offre d'électricité². Conséquence: les centrales à charbon produisent actuellement au prix le plus avantageux et écartent du marché les (grandes) centrales conventionnelles, comme les centrales à gaz et les centrales nucléaires (qui sont moins nocives pour le climat que les centrales à charbon). Toutefois, à l'instar des prix du pétrole, les prix du gaz ont baissé depuis 2015, de façon à ce que les centrales à gaz restées sur le marché redeviennent lentement rentables.

Baisse de la demande et hausse de l'efficacité énergétique

La réduction de la consommation d'énergie devient toujours plus importante pour l'UE et pour la Suisse. Les mesures d'efficacité énergétique constituent un moyen permettant de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de réduire les dépenses énergétiques. Conjuguées au recul de la demande pour des raisons conjoncturelles – entre autres affaiblissement de la production industrielle depuis la crise financière et la crise de la dette –, elles engendrent une baisse des prix. Aucun changement fondamental ne se dessine sur les marchés à terme d'ici la fin de la décennie.

Développement des énergies renouvelables et modification de la courbe d'offre d'électricité

Les producteurs européens ont accéléré le développement de leurs centrales électriques en tablant

¹ Message relatif à un système incitatif en matière climatique et énergétique du 28 octobre 2015 FF 2015 7165 (-7214)

² Depuis 2008, les coûts variables des centrales à charbon ont diminué de près de 50 %, alors que ceux des centrales à gaz n'ont connu qu'une baisse inférieure à 15 % (CEPS, état 2014).



sur une hausse de la demande et des prix de l'électricité et ont ainsi augmenté l'offre. Dans le même temps, l'offre d'électricité a également augmenté en raison du développement prononcé des énergies renouvelables (en particulier en Allemagne). Le rythme de ce développement était plus rapide que ce que de nombreux acteurs du marché avaient prévu. Grâce à leurs coûts variables faibles, les énergies renouvelables subventionnées détrônent les centrales électriques conventionnelles sur la courbe d'offre d'électricité. Toutefois, ces dernières resteront pour la plupart sur le marché tant que leurs coûts variables restent couverts, ce qui maintient le surcroît d'offre.

Les prix bas de l'électricité s'expliquent principalement par les prix bas des énergies fossiles, les prix bas du CO₂ y jouant également un rôle. La situation des producteurs électriques suisses est aggravée par la forte appréciation du franc suisse et le taux de change CHF/EUR: l'euro, qui sert à la cotation des prix de gros, a baissé de 33 % par rapport au franc suisse depuis 2008. Depuis fin septembre 2016, les prix de l'électricité ont connu une forte hausse, principalement en raison de la disponibilité limitée des centrales nucléaires françaises. L'exploitant Electricité de France SA (EDF) a annoncé une série de travaux de maintenance imprévus et prolongés. En outre, la révision de la centrale nucléaire de Leibstadt, la plus grande de Suisse (1220 MW), s'est prolongée de près de quatre mois. Cette récente évolution des prix devrait toutefois être de courte durée. Globalement, le prix de l'électricité en Suisse suit de près les coûts de revient observés dans les pays voisins.

L'effondrement des prix touche surtout les centrales hydroélectriques. Les coûts de revient de ces centrales en Suisse sont en grande partie supérieurs aux prix de gros bas sur les bourses d'électricité. La disparition du pic de midi très profitable, avec une forte demande d'électricité et une offre limitée, en raison de la production d'énergie photovoltaïque et éolienne est également un facteur pénalisant pour les centrales hydrauliques à accumulation et les centrales à pompage-turbinage. Par conséquent, le modèle commercial utilisé jusqu'à présent n'est actuellement qu'à peine rentable.

Dans d'autres pays européens, le problème du niveau bas des prix de l'électricité compromet également le (re)financement des producteurs conventionnels, tout spécialement des centrales pour la production d'énergie de pointe comme les centrales à gaz à cycle combiné ainsi que des centrales à accumulation et celles à pompage-turbinage. Les recettes générées par ces centrales ne suffisent pas pour couvrir les coûts fixes des installations. On parle de «*missing-money problem*», qui conduit à des incitations trop faibles pour de nouvelles constructions, voire à la désaffectation de centrales.

3. Sécurité d'approvisionnement

3.1 Sécurité d'approvisionnement en Suisse

La sécurité d'approvisionnement de la Suisse était jusqu'à aujourd'hui présentée sous forme de bilan énergétique sur l'année. Cette perspective engendre une image équilibrée avec un solde exportateur majoritaire³.

Outre le bilan énergétique équilibré, la statistique de l'électricité de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et la Stratégie énergétique 2050 indiquent également que la puissance installée des centrales est suffisante. L'examen mensuel du bilan énergétique révèle qu'à l'heure actuelle, de l'électricité est exportée pendant les mois d'été et importée pendant les mois d'hiver (cf. figure 1). Ce fait s'explique par le portefeuille de centrales en Suisse, composé principalement de centrales nucléaires et hydroélectriques. Alors que les centrales nucléaires affichent la plupart du temps une production constante, les centrales au fil de l'eau en particulier présentent des caractéristiques de production saisonnières. La production des centrales thermiques, exploitées surtout en hiver afin de produire de la chaleur, qui permettrait de compenser la production insuffisante d'énergie en hiver par les centrales hydrauliques, est négligeable en Suisse. Aujourd'hui, la quantité de production qui fait défaut en hiver est importée,

³ Cf. Statistique suisse de l'électricité de l'Office fédéral de l'énergie OFEN.



la charge de pointe étant couverte d'heure en heure par les centrales à accumulation. La Suisse dispose certes de capacités de réseau suffisantes aux frontières, mais les congestions qui surviennent à l'intérieur du pays peuvent entraver les importations, comme cela avait été le cas en hiver 2015/16⁴.

La pénurie de production d'électricité liée à des raisons systémiques pendant les mois d'hiver et le danger d'un hiver long et froid à l'échelle régionale représentent un risque pour l'approvisionnement au cas où l'énergie disponible sur les marchés régionaux ne suffit plus pour satisfaire la demande. Le recours aux centrales à accumulation, obéissant en principe aux règles du marché, comporte en outre le risque d'insuffisance des réserves de puissance au cas où les lacs d'accumulation sont vidés trop tôt et que les capacités installées ne sont plus disponibles.

Le développement futur des énergies renouvelables en Suisse augmentera aussi très probablement la demande d'applications flexibles, comme le stockage centralisé et décentralisé, la consommation propre et les charges pilotables, etc., afin de répondre aux exigences accrues auxquelles la gestion du système doit répondre à tous les niveaux de réseau en raison du caractère fluctuant de la production. Les prix et donc les incitations à investir dans des flexibilités connaîtront par conséquent une hausse. Mais le problème que représentent la garantie de la disponibilité de la puissance à long terme et la livraison d'énergie sur une longue période (janvier à avril) demeure pour l'instant.

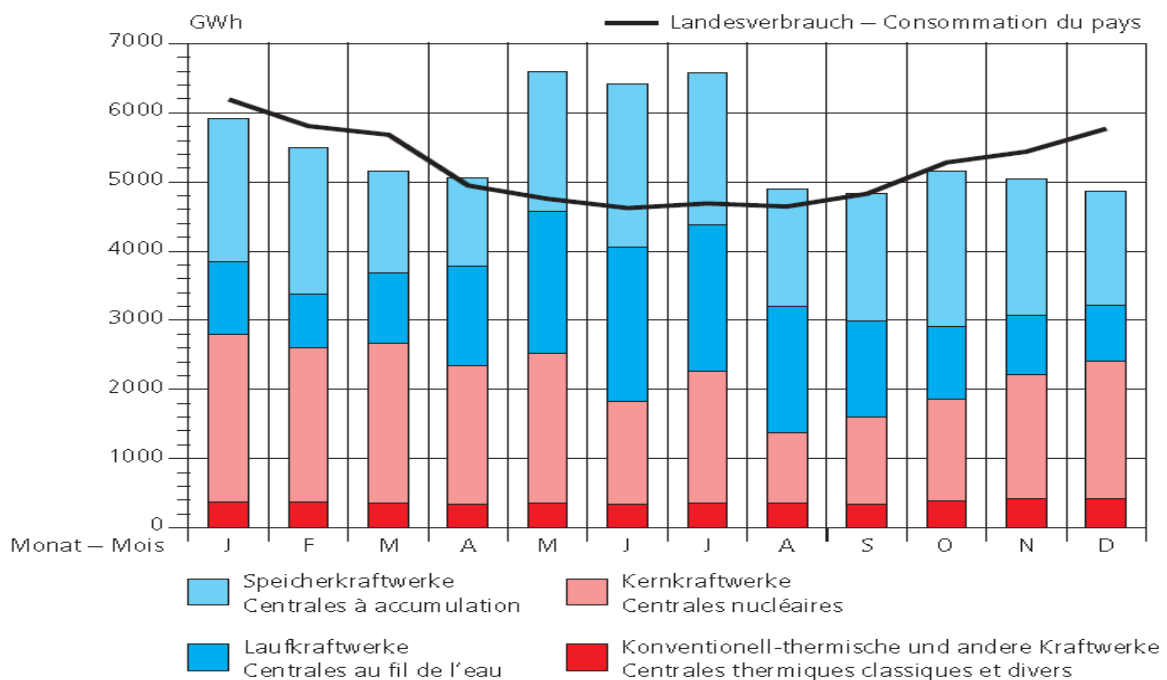


Figure 1: Production d'énergie mensuelle et consommation du pays mensuelle en GWh. Source : OFEN

⁴ L'EICOM n'a pas constaté de besoin urgent d'effectuer des adaptations à court terme au niveau des bases légales relatives aux rôles et aux compétences en matière de sécurité d'approvisionnement. En revanche, elle a donné la priorité aux projets de réseau de juin 2016 suivants:

- nouveau transformateur 380/220 kV à Beznau (2017);
- augmentation de la capacité du transformateur 380/220 kV à Laufenburg (2018);
- augmentation de la tension à 380 kV entre Bassecourt et Mühleberg (2019);
- nouveau transformateur 380/220 kV à Mühleberg (2019).



3.2 Nouvelle approche pour la modélisation: adéquation du système et adéquation de la capacité de production

Une grandeur classique utilisée actuellement pour mesurer la sécurité de l'approvisionnement résulte de la comparaison entre la capacité de production restante (réserves de puissance) et la charge maximale attendue à des jours définis. Ce calcul admet d'éventuelles indisponibilités et tient compte uniquement de la capacité considérée comme garantie. Il ignore toutefois l'utilisation des capacités selon les principes de l'économie de marché et la production éolienne, photovoltaïque et en partie hydraulique non maîtrisables.

Les estimations du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E) montrent que la Suisse disposera à l'avenir également de réserves de puissance suffisantes⁵. Toutefois, la disponibilité des capacités ne dit rien sur la quantité d'énergie pouvant effectivement être livrée dans le pays. En Suisse, ce fait peut conduire à de mauvaises estimations, car la production d'énergie en ruban par les centrales helvétiques est moins importante en hiver et l'eau des centrales à accumulation ne suffit souvent pas pour couvrir le besoin énergétique.

Les perspectives énergétiques, établies dans le cadre de l'élaboration du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, ont admis l'hypothèse selon laquelle la production manquante serait couverte grâce au développement de nouvelles énergies renouvelables, à la construction de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) ou à des importations. Cette hypothèse tient tant que les capacités de réseau disponibles, les contributions à la couverture des coûts du capital enregistrées et les incitations à réaliser des investissements et des réinvestissements à long terme dans les centrales existantes sont suffisantes.

L'orientation stratégique en matière de production, de consommation et d'infrastructure de réseau nécessaire devra, à l'avenir, être considérée de manière ciblée au moyen d'une nouvelle approche de modélisation de la situation d'approvisionnement. Dans ce contexte, on parle également d'adéquation du système (*system adequacy*) lorsque l'infrastructure du réseau est prise en compte, et d'adéquation de la capacité de production (*generation adequacy*) lorsque ce n'est pas le cas.

4. Politique au sein de l'UE

Le cadre réglementaire actuellement en vigueur dans l'UE est défini pour l'essentiel par le 3^e paquet relatif au marché intérieur et la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive RES). Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a présenté le «paquet d'hiver», qui contient une proposition détaillée pour le développement de la politique de l'UE en matière d'énergie. Sous le titre de *Clean Energy for All Europeans*, celui-ci prévoit un remaniement des directives relatives au marché de l'électricité, à l'efficacité énergétique, au domaine des bâtiments et aux énergies renouvelables et présente de nombreuses autres réglementations, en particulier concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie⁶.

Au vu des objectifs climatiques ambitieux, des changements importants intervenus dans la structure de production et des défis futurs correspondants, la Commission européenne a identifié un besoin d'élaborer une nouvelle conception du marché⁷ visant à renforcer le marché commun. L'entrée en vigueur de nouvelles réglementations est attendue pour 2020. Une nouvelle conception du marché nécessite avant tout également une approche coordonnée en ce qui concerne la garantie de la sécurité

⁵ Cf. figure 28 du rapport de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité 2016 en Suisse de juin 2016 (<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>).

⁶ Pour plus de détails, voir la Communication de la Commission européenne (30.11.2016) „Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition” (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>).

⁷ Pour plus de détails voir la Communication de la Commission européenne (15.07.2015) COM (2015), 340, (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v11.pdf).



de l'approvisionnement par d'éventuels mécanismes de capacité. Ceux-ci doivent se fonder sur des directives clairement définies en matière de disponibilité du système et être ouverts au niveau trans-frontalier. Les restrictions explicites et implicites relatives aux prix de l'électricité sur le marché de gros doivent être limitées, de manière à ce que les signaux de pénurie soient le moins possible faussés lors de la transmission. De plus, il convient de stimuler et d'indemniser la flexibilité de manière appropriée aussi bien du côté de l'injection que du côté de la charge par des produits pertinents sur les marchés à court terme.

Un autre contenu fondamental de la série de lois prévoit de concevoir les systèmes d'encouragement des énergies renouvelables de la manière la plus efficace possible en termes de coûts et de réduire au maximum les distorsions du marché. Ainsi, les producteurs de courant vert seront responsables de la commercialisation de leur électricité et de l'achat d'électricité de réglage. Les énergies renouvelables pourront continuer à bénéficier du soutien de l'Etat, mais pour les grandes installations, cela se déroulera uniquement sous forme de mécanismes concurrentiels tels que des appels d'offres ou des quotas avec marché de certificats.

La Commission européenne a déjà approuvé, conformément à la réglementation en matière d'aides d'Etat, le marché de capacité mis en place en Grande-Bretagne et prévu en France. Cette dernière introduira dès l'année à venir un mécanisme où des soumissionnaires, tels que des gestionnaires de centrales ou de charge d'une part et des fournisseurs d'électricité d'autre part, négocieront des obligations de capacité sous forme de certificats dans le cadre de ventes aux enchères publiques régulières. Ce mécanisme vise à garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique dans la perspective de la hausse prévue de la demande et de l'arrêt potentiel de centrales. Ces derniers temps, la France a justement dû faire face à des problèmes de sécurité d'approvisionnement en raison de l'arrêt temporaire de centrales nucléaires. Elle estime que sans le mécanisme de capacité, la fourniture ininterrompue d'électricité ne pourrait plus être garantie en cas de conditions hivernales extrêmes⁸.

5. Droit commercial

Le droit commercial international n'a pas de discipline spécifique propre à l'énergie ou à l'énergie renouvelable. L'exception temporaire de l'Accord de l'OMC sur les subventions et les mesures compensatoires (SMC), qui encourage le passage à des technologies respectueuses de l'environnement, n'a pu être reconduite faute de consensus au sein de l'OMC. Des mesures qui favorisent le développement ou respectivement le maintien des capacités de production nationales peuvent précisément être incompatibles avec le droit de l'OMC.

A plusieurs reprises, des programmes visant à encourager les énergies renouvelables ont été combattus avec succès au sein de l'OMC, notamment les rétributions de l'injection au Canada, en Italie et en Grèce, le programme de subvention des éoliennes en Chine et le programme de subvention des panneaux et des modules solaires en Inde. Dans la plupart des cas, la violation de l'interdiction de conditions liées à l'utilisation de matériaux ou de marchandises nationaux (prescription relative à la teneur en éléments d'origine nationale ou *local content requirement*, LCR) a été affirmée. Selon les informations disponibles à ce jour, le différend entre la Chine et l'UE au sujet des rétributions de l'injection en Italie et en Grèce liées à la LCR n'a toujours pas été réglé.

En outre, si la Suisse veut respecter ses engagements internationaux, elle doit notifier toutes les subventions à l'OMC. La notification relative aux subventions doit entre autres justifier l'objectif politique et

⁸ Cf. communiqué de presse de la Commission européenne du 8 novembre 2016: *Aides d'Etat: la Commission autorise le mécanisme de capacité révisé en France.* (http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_fr.htm)



fournir suffisamment d'informations pour permettre aux pays membres de l'OMC d'évaluer si les subventions pourraient donner lieu à des répercussions négatives sur leur économie (art. 25 SMC).

6. Instruments de la conception du marché

Le rapport intitulé *Les effets des régimes d'encouragement sur les énergies renouvelables* donnant suite au postulat Parmelin 09.3085 propose une vue d'ensemble des effets des différents régimes d'encouragement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (en particulier la rétribution à prix coûtant du courant injecté RPC). En principe, différents modèles de conception du marché sont possibles. La conception du modèle dépend de l'objectif concret que l'on souhaite atteindre. Ainsi le développement des énergies renouvelables exige des mesures autres que l'augmentation du degré de réinvestissement pour le maintien de centrales existantes. Ce chapitre présente une vue d'ensemble des différentes mesures.

6.1 Taxe différenciée sur l'électricité

Le 28 octobre 2015, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à un système incitatif en matière climatique et énergétique (base constitutionnelle) et l'a transmis au Parlement. Ce message porte sur la seconde étape de la Stratégie énergétique 2050 qui prévoit de passer du système d'encouragement à un système d'incitation à partir de 2021. Le SICE vise à augmenter l'efficacité énergétique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans ce contexte, le Conseil fédéral a lors d'une première étape soumis au Parlement un projet de modification de la Constitution, afin de régler le principe du passage d'un système d'encouragement à un système incitatif. En attendant, le Parlement a limité l'encouragement dans le temps déjà dans le cadre du premier paquet de mesures. Une taxe uniforme sur l'électricité, autrement dit un montant identique pour toutes les sources d'énergie, permettrait d'atteindre de manière efficace l'objectif en matière de consommation de courant. Mais elle n'engendrerait pas d'incitations à produire et à développer les énergies renouvelables.

La taxe différenciée sur l'électricité consiste à définir des montants de taxe différents en fonction des sources d'énergie. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficierait d'un taux de taxation plus faible, tandis que l'électricité provenant de centrales nucléaires ou d'une énergie fossile serait taxée plus fortement. La taxe concernerait également les importations d'électricité. Les flux physiques d'électricité ne permettent pas de démontrer de quelle installation provient l'électricité. D'où les garanties d'origine, comptabilisées dans un système européen, qui servent de preuve pour le marquage de l'électricité⁹.

Dans la mesure où les garanties d'origine nationales et étrangères sont considérées comme équivalentes, les garanties d'origine suisses sont en concurrence avec les garanties étrangères. Les prix des garanties d'origine étrangères, par exemple pour la force hydraulique de Scandinavie, sont actuellement très avantageux (moins de 0,02 ct./kWh). Ils sont nettement inférieurs à ce qu'atteindrait la différence entre la taxe sur les énergies non renouvelables et une éventuelle taxe sur l'électricité d'origine renouvelable¹⁰ (1 à 5 ct./kWh). A cela s'ajoute le fait que l'offre européenne de garanties d'origine pour l'électricité renouvelable dépasse de loin la production d'électricité suisse globale.

Les producteurs suisses d'énergie renouvelable ne profiteraient donc pas nécessairement d'une différenciation de la taxe sur l'électricité, car la taxe élevée pour les énergies non renouvelables peut être contournée en achetant des garanties d'origine étrangères avantageuses. Ainsi, la taxe différenciée sur

⁹ Les garanties d'origine sont réglementées dans l'UE par l'art. 15 de la directive 2009/28/CE et en Suisse par l'ordonnance du DETEC sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité (OAOr).

¹⁰ Cf. étude ECOPLAN (2015): *Auswirkungen eines Klima- und Energielenkungssystems für 2030*. (https://www.efv.admin.ch/efv/de/home/themen/projekte/lenkungssys_klima_energieb/ext_forschungsb.html)



l'électricité ne constituerait ni un encouragement ni un soutien à la production nationale d'électricité. Un tel instrument ne créera presque aucune incitation pour la production et le développement des énergies renouvelables en Suisse.

D'autres options comme un système national de certification ou l'introduction d'un système de taxe assorti d'exceptions restrictives (*climate change levy*, CCL) sur le modèle de la Grande-Bretagne n'apportent pas de solution au problème, car des conditions de production supplémentaires, telles que des dispositions sur les débits résiduels pour les centrales hydrauliques, sont en grande partie également respectées par les producteurs étrangers. Dans le cadre du système CCL, un système de certification spécifique a été mis en place pour l'exécution. Un fournisseur étranger doit attester que, parallèlement à la production d'un certificat, il a injecté physiquement de l'électricité dans le réseau et acquis des capacités transfrontalières correspondantes. Mais un tel système serait sans effet en Suisse; celle-ci joue en effet un rôle central de pays de transit pour le courant en Europe et le transit y est équivalent à la consommation propre du pays, qui affiche par conséquent des capacités transfrontalières également importantes. Les capacités au niveau du réseau de transport transfrontalier sont suffisamment importantes pour couvrir la part de l'électricité non renouvelable en Suisse (environ 25 TWh) par l'importation de certificats¹¹ basés sur des garanties d'origine étrangères «vertes». Ainsi, la capacité d'importation brute à la frontière au nord du pays s'élève à environ 5 GW, soit à peu près deux tiers de la charge moyenne en Suisse.

L'argumentation serait la même si la seule condition consistait à reconnaître uniquement les garanties d'origine issues d'une production électrique simultanée (p. ex. sur une base horaire). Dans ce cas, l'énergie renouvelable doit être produite et injectée dans le réseau au moment de la consommation/de l'importation. Le moment de la production est mentionné sur la garantie d'origine. La simultanéité doit être attestée tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Ce type de produit est déjà disponible aujourd'hui en tant que norme volontaire, par exemple la certification de TÜV Süd pour les produits électriques issus de sources renouvelables avec production simultanée (produit EE02). L'intégration des marchés en un marché intérieur européen de l'électricité (couplage de marchés) et les capacités transfrontalières suisses acquises permettent aux centrales hydroélectriques de Scandinavie d'attester la simultanéité tout au long de la chaîne d'approvisionnement, même si cela implique quelques charges. La restriction en fonction de la distance¹² consiste à exonérer des taxes uniquement le courant produit par des installations renouvelables dans la région où il est consommé. L'utilisation de la garantie d'origine est soumise à une restriction géographique. Un fournisseur ne peut valider les garanties d'origine pour une installation située dans une région précise qu'auprès de clients de la même région. L'argument principal en faveur de cette mesure est, d'une part, que celle-ci permet *d'éviter le développement du réseau de distribution et, d'autre part, qu'elle encourage l'acceptation régionale* et le développement des énergies renouvelables. Les installations implantées à l'étranger peuvent également recourir à ce mécanisme dans la mesure où elles livrent effectivement de l'électricité à un consommateur final en Suisse à l'intérieur d'un rayon défini (p. ex. 200 km).

¹¹ Il s'agit uniquement de l'importation de certificats d'électricité provenant d'énergies renouvelables en fonction du critère des capacités transfrontalières (congestions) de la Suisse. Dans ce cas, la capacité limitée des transformateurs suisses ne joue pas de rôle pour la transformation du courant de 380 kV en 220 kV.

¹² La restriction en fonction de la distance ne doit pas être assimilée à l'attestation des capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats (comme c'est le cas en Grande-Bretagne pour l'exonération du *climate change levy*).



Evaluation

L'interdiction de discrimination est un principe fondamental du droit commercial international (Organisation mondiale du commerce OMC, accords de libre-échange entre la Suisse et l'UE et autres accords similaires). Si une taxe différenciée sur l'électricité est introduite de manière à désavantager les garanties d'origine étrangères, respectivement les producteurs étrangers, par rapport aux garanties d'origine suisses, respectivement aux producteurs suisses, ce qui est également le cas lors d'une restriction en fonction de la distance, alors il s'agit en principe d'une infraction au droit commercial international. Théoriquement, une telle infraction pourrait éventuellement se justifier sur la base des dispositions d'exception inscrites dans les traités concernés et portant sur la protection du climat et de la santé publique. La réussite d'une telle justification dépend dans une très large mesure des circonstances concrètes du cas, mais vue la tendance actuelle, le doute s'impose. Il serait également possible de combiner entre elles les différentes conditions et variantes de mise en œuvre d'une taxe différenciée sur l'électricité. On peut par exemple imaginer qu'un système national de certification soit associé à l'exigence d'attester des capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats, à la production simultanée et à la restriction en fonction de la distance. La combinaison de ces conditions permet l'internalisation des coûts externes et conduit à une restriction des garanties d'origine étrangères. Elle pourrait ainsi permettre une certaine mise en valeur des garanties d'origine suisses pour l'électricité provenant de sources renouvelables.

6.2 Modèle de quotas pour le développement des énergies renouvelables

Dans le modèle de quotas, les fournisseurs sont tenus de livrer une part minimale d'électricité produite à partir de nouvelles énergies renouvelables. Cette part minimale augmente régulièrement au cours des années jusqu'à ce que le quota d'électricité renouvelable visé soit atteint. L'atteinte du quota est attestée par des certificats. Un fournisseur d'électricité peut soit générer des certificats dans ses propres centrales, soit acheter des certificats auprès d'un gestionnaire de centrales. L'exigence liée aux quotas génère ainsi une demande de certificats qui stimule la construction d'installations de production d'électricité renouvelable. Si le marché est équilibré, la centrale la plus chère encore nécessaire à l'atteinte des quotas détermine le prix des certificats. Etant donné que les recettes provenant uniquement de la vente d'électricité ne motiveraient pas l'investissement, les recettes supplémentaires générées par la vente de certificats sont nécessaires pour construire la centrale et l'exploiter de manière rentable.

Les facteurs de réussite d'un modèle de quotas sont entre autres des conditions-cadres claires régissant l'évolution de l'exigence liée aux quotas ainsi que suffisamment d'acteurs sur le marché et de possibilités pour la construction de nouvelles centrales. Dans l'idéal, les quotas sont définis sur le long terme, de manière à ce que les investisseurs sachent, si possible sur toute la durée d'amortissement des centrales, quels quotas devront être atteints. Etant donné que le quota fixe la quantité, le prix des certificats sur le marché résulte de l'offre et de la demande. Les coûts d'un système de quotas incombant aux consommateurs de courant ne peuvent donc pas non plus être estimés à l'avance. Selon la situation, l'objectif doit être adapté afin d'atténuer les fluctuations importantes des prix et de prendre en compte les nouveaux développements. Il convient alors de faire preuve de prudence et d'opérer l'adaptation à des moments communiqués à l'avance (p. ex. tous les cinq ans). Si les possibilités offertes pour construire de nouvelles centrales ne sont pas suffisantes, le marché des certificats devient illiquide et présente de grandes incertitudes et d'importantes fluctuations de prix. De plus, si le marché des certificats ne compte pas suffisamment d'acteurs, son atout en termes d'efficacité risque d'être inexploitable. Par exemple, si le projet de construction d'une grande centrale électrique influence de manière déterminante la quantité de certificats disponibles, chaque retard dans le projet est susceptible de faire bondir le prix des certificats. Le succès d'un système de quotas nécessite en outre la fixation de pénalités suffisamment élevées en cas de non-réalisation des objectifs. Autrement, il peut



s'avérer plus avantageux de payer les pénalités plutôt que d'investir dans de nouvelles centrales. Les pénalités sont un élément indispensable en cas de défaillance du marché ou de prix excessivement élevés des certificats.

Les modèles de quotas ne sont en général pas liés à une technologie ou à un emplacement, autrement dit toutes les installations de production d'électricité renouvelable nouvellement construites ou notablement agrandies peuvent participer au régime d'encouragement. L'avantage de cet aspect est qu'il permet de déclencher à moindre coût un développement aussi vaste que possible de la production d'électricité renouvelable. L'inconvénient du système est qu'il laisse de côté les technologies onéreuses, où l'innovation et le développement – qui pourraient amener une baisse des coûts – ne sont par conséquent pas stimulés. La neutralité en termes de technologie implique que tous les types d'installations obtiennent le même montant à titre d'encouragement par kilowattheure injecté, soit le prix de marché du certificat. Si les coûts de revient sont très différents, les effets d'aubaine qui en découlent sont importants, car la centrale la plus avantageuse bénéficie du même montant d'encouragement que la centrale la plus onéreuse encore nécessaire à l'atteinte des quotas. Afin de diminuer ces effets, il est possible d'admettre des quotas spécifiques aux technologies.

Evaluation

Dans les petits marchés, les modèles de quotas présentent à la fois le défi lié à la liquidité nécessaire dans le négoce de certificats et le défi lié aux effets d'aubaine. Tant que les coûts de revient des nouvelles centrales sont relativement uniformes et bas, le modèle fonctionne bien. Mais si la courbe des coûts se redresse, les effets d'aubaine s'amplifient, car les centrales avantageuses obtiennent aussi l'indemnisation intégrale nécessaire à la réalisation des objectifs de construction. Le manque de liquidité sur le marché rend le modèle de quotas moins adapté à la Suisse.

D'un point de vue juridique, le modèle de quotas se heurte en principe aux mêmes obstacles que la taxe différenciée sur l'électricité. Si l'encouragement ne déploie son effet qu'au niveau du parc des centrales nationales, les producteurs de courant étrangers sont désavantagés, ce qui fait que la mesure va à l'encontre du principe de non-discrimination prévu par le droit commercial international. Or il est incertain qu'une telle infraction puisse être justifiée par des motifs de politique environnementale ou de santé vu le traitement restrictif réservé à ce type d'exception. La Suède a malgré tout introduit un modèle semblable. Cela tient également au fait que le courant est un bien lié au réseau et ne peut, dans ce cas, pas être négocié au-delà des frontières européennes.

6.3 Modèle de quotas pour les énergies renouvelables existantes et le développement des énergies renouvelables

Les modèles de quotas sont en principe conçus pour encourager la construction de centrales, mais ils peuvent également être pensés de manière à soutenir les centrales existantes, afin de garantir à long terme le secteur de l'électricité, en particulier la force hydraulique. Cela nécessite des compromis, car l'encouragement de centrales existantes et de la construction de nouvelles centrales implique un paramétrage différent. Alors que les centrales existantes sont souvent déjà amorties et leur exploitation est rentable même avec peu de subventions (voire aucune subvention), les nouvelles installations requièrent un encouragement plus conséquent pour motiver les investissements. Sans mesures correctrices correspondantes, les centrales existantes seraient clairement surfinancées (effets d'aubaine). Ce problème pourrait être résolu par la différenciation des quotas ou par un facteur d'ajustement appliqué aux certificats des centrales existantes, de manière à ce que celles-ci n'obtiennent par exemple qu'un dixième de certificat par kilowattheure injecté.

Si le but est de développer et de maintenir les énergies renouvelables conformément à la Stratégie énergétique 2050 et aux objectifs climatiques de la Suisse, il est possible de fixer une trajectoire annuelle de quotas définissant quelle doit être la part annuelle des énergies renouvelables en Suisse. En



vendant l'électricité aux clients finaux en Suisse, les fournisseurs doivent alors remplir les quotas, qui augmentent progressivement, grâce à des certificats ou payer des pénalités.

Evaluation

Etant donné que les centrales existantes affichent généralement des coûts nettement plus bas que les nouvelles installations, le risque d'effet d'aubaine est réel. Toutefois, la définition des pénalités revêt une importance considérable dans un tel modèle. Si le quota est inférieur à l'offre, le prix du certificat est proche de zéro. Si le quota est supérieur à l'offre, le prix du certificat approche le montant de la pénalité, soit un prix réglementé. Les quotas, le montant de la pénalité et, le cas échéant le facteur d'ajustement, déterminent donc directement les recettes supplémentaires revenant aux producteurs et les coûts supplémentaires incombant aux consommateurs. Le modèle de quotas n'est par conséquent pas un modèle de marché au sens strict, mais un système réglementé où la formation des prix est contrôlée directement par la définition des quotas, des pénalités et éventuellement d'un facteur d'ajustement pour les centrales existantes. En outre, ce modèle ne déploie l'effet escompté que si les certificats étrangers ne sont pas reconnus. Or, vu les données structurelles de la Suisse (manque de liquidité pour le développement de nouvelles énergies renouvelables, beaucoup de centrales hydrauliques existantes) et la définition administrative relativement compliquée des quotas et des pénalités, les charges liées à la mise en œuvre sont estimées considérables. En raison de l'encouragement des centrales existantes, la recevabilité juridique fera encore l'objet d'une analyse approfondie en vue d'une évaluation définitive.

D'après les estimations de Swiss Economics (2016), les coûts d'un modèle de quotas avec une pénalité de 7 ct./kWh se situeraient, selon la forme retenue, entre 1 milliard et 1,5 milliard de francs par an. Ces coûts seraient directement répercutés sur les clients finaux.

D'un point de vue juridique, ce modèle de quotas rencontre un obstacle supplémentaire: si des installations anciennes sont également «encouragées», il devient encore plus difficile de justifier une éventuelle infraction au droit commercial international.

6.4 Encouragement des énergies renouvelables par des ventes aux enchères

Il est également possible d'instaurer un nouveau modèle de marché par la réforme des régimes d'encouragement en place. Afin de définir le montant de l'encouragement de manière concurrentielle, la prime d'injection et les contributions d'investissement pourraient faire l'objet de ventes aux enchères et rester ainsi proches de la réalité du marché. Sans vente aux enchères, le montant de la prime d'injection ou des contributions d'investissement est fixé par l'Etat soit sous forme de taux forfaitaire neutre en termes de technologie, soit de manière spécifique à la technologie par exemple à l'aide de centrales de référence ou d'évaluations au cas par cas. Toutefois, au lieu d'être défini par l'Etat, le montant de la subvention peut également faire l'objet d'un appel d'offres et être fixé dans le cadre d'une procédure de vente aux enchères, et ce qu'il s'agisse de prime d'injection fixe ou variable (en fonction du moment d'injection), ou encore de contributions d'investissement. L'Allemagne, la France, l'Italie, les Pays-Bas et le Danemark organisent des ventes aux enchères pour encourager la production d'électricité renouvelable.

Le succès des ventes aux enchères dépend de plusieurs facteurs clés. Une concurrence suffisante entre les gestionnaires d'installations et des sanctions efficaces en cas de non-réalisation d'une installation malgré l'obtention de l'adjudication sont notamment des éléments décisifs. En l'absence de concurrence et/ou de sanctions, les soumissionnaires se lanceraient dans des manœuvres stratégiques. Il serait alors possible de proposer la même installation à des prix différents et de finaliser uniquement l'offre la plus chère ayant encore obtenu une adjudication supplémentaire.



Evaluation

L'aménagement concret d'un modèle de vente aux enchères est relativement complexe. Lors de la conception de la vente aux enchères, il s'agit avant tout de définir les types d'installations, le montant disponible pour l'encouragement ou les objectifs en termes de production d'énergie ou de puissance des centrales, la modalité de la vente aux enchères (*pay as bid*, *pay as cleared*, adjudication à la hollandaise, etc.) ainsi que la périodicité des appels d'offre. Toutefois, dans les marchés matures disposant de suffisamment de liquidités, la vente aux enchères représente en principe un instrument approprié pour atteindre une efficacité élevée en termes d'encouragement sur la base de la concurrence. A noter que cet instrument implique une charge administrative plus élevée que la définition du taux de rétribution ou de la contribution d'investissement par les autorités, et ce tant pour les producteurs que pour les organes d'exécution. Un modèle de vente aux enchères neutre en termes de technologie ne profiterait à la force hydraulique que si celle-ci pouvait être construite à des prix avantageux en comparaison avec les autres technologies.

6.5 Maintien et développement des capacités de production

A l'heure actuelle, la sécurité d'approvisionnement en Suisse est garantie grâce à la capacité élevée des installations de production nationales et aux capacités d'importation. Afin de garantir cette sécurité à l'avenir également et de tendre vers un approvisionnement impliquant le moins d'émissions de CO₂ possible conformément aux objectifs de la politique climatique, il est important de garder en service les centrales hydrauliques sur le long terme et de créer des conditions-cadres qui permettent les investissements nécessaires dans la rénovation, de façon à inscrire la production nationale dans la durée. Etant donné que la production nationale ne suffit pas toujours pour couvrir la consommation du pays, les grandes capacités transfrontalières du réseau suisse jouent un rôle important en ce qui concerne les importations nécessaires. La sécurité de l'approvisionnement doit être évaluée périodiquement par des analyses globales de l'adéquation du système (*system adequacy*).

6.5.1 Modèle de prime de marché

Le modèle de prime de marché destiné aux grandes installations hydroélectriques a été développé dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Cette prime de marché, dont la durée est limitée à cinq ans après l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures, est financée par une part du supplément sur le réseau (0,2 ct./kWh). Cela correspond à un total d'environ 115 millions de francs par an. Les producteurs bénéficient d'une prime maximale de 1 ct./kWh pour l'électricité qu'ils doivent vendre sur le marché en dessous du prix de revient. Si les conditions-cadres ne s'améliorent pas, ce modèle pourrait non seulement être prolongé pour une durée limitée, mais également doté de davantage de moyens.

La mesure augmente le rendement des centrales. Ciblée spécifiquement sur les grandes centrales hydrauliques existantes, elle est limitée aux fournisseurs qui vendent l'électricité sur le marché libre et non dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les surcoûts pour les consommateurs sont faibles, soit 0,2 ct./kWh pendant une durée de cinq ans d'après la solution envisagée. Les conséquences pour les producteurs sont donc également limitées et représentent environ 115 millions de francs par an.

Evaluation

Le modèle de prime de marché a été pensé comme un modèle de durée limitée, qui peut être introduit relativement rapidement et qui offre de manière sélective une contribution à la couverture des coûts du capital aux exploitants de centrales hydroélectriques concernés, afin de leur permettre de maintenir l'exploitation. Le volume financier de la mesure est restreint. La charge administrative qu'implique ce



modèle est plutôt modeste. En cas d'ouverture complète du marché, si des clients acquis disparaissent, la pression pour le maintien, voire l'augmentation, des contributions financières devrait s'accroître. A la lumière des Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, il semble difficile de parvenir à une conception compatible avec le marché intérieur. Plus la prime de marché est élevée, plus il est difficile de la justifier. En dépit d'une éventuelle violation des prescriptions du droit international et de la législation de l'UE, le modèle de prime de marché apparaît plutôt comme une solution transitoire et semble praticable uniquement en dehors du cadre d'un accord sur l'électricité avec l'UE. Dans le contexte actuel du marché, la prime limitée à 1 ct./kWh ne permet pas à l'ensemble des centrales hydrauliques de couvrir leurs coûts totaux, mais seulement une partie de leurs coûts variables.

6.5.2 Indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques (vente aux enchères de disponibilités)

Pendant le semestre d'hiver, la Suisse ne dispose pas de suffisamment d'électricité pour couvrir sa consommation à tout moment. Elle dépend alors des importations. Afin de préserver la sécurité d'approvisionnement en Suisse même en cas de restriction des importations ou d'arrêt de centrales produisant de l'énergie en ruban en hiver (p. ex. centrales nucléaires), il est possible d'introduire une indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques. Dans ce cadre, un acquéreur central (p. ex. Swissgrid) achète la réservation du contenu d'un réservoir ou la disponibilité de puissance et d'énergie, de façon à pouvoir couvrir le besoin électrique national en tout temps pendant un nombre déterminé de jours ou de semaines. L'ensemble des consommateurs finaux supporterait les charges sous la forme d'un supplément pour l'utilisation du réseau (exceptions possibles pour les entreprises consommant beaucoup d'énergie). Cette mesure peut en principe être conçue de façon neutre en termes de technologie et s'étendre à toutes les technologies de stockage et de transformation (p. ex. batteries).

Tandis que la vente aux enchères de capacités vise à garantir la mise à disposition de puissance, la vente aux enchères de disponibilités entend assurer la disponibilité d'énergie et de capacités de stockage pendant les mois (secs) d'hiver et de printemps. Cette mesure incite les gestionnaires de centrales à accumulation à ne pas turbiner toute leur eau pendant une période de prix élevé en automne/hiver, mais de la garder disponible pour des périodes ultérieures potentiellement critiques du point de vue de l'approvisionnement. Les gestionnaires d'installations hydrauliques sont indemnisés pour les coûts d'opportunité engendrés par cette réservation (autrement dit pour les recettes non encaissées sur les marchés spot et SDL en raison du report de l'injection). Cette mesure vise donc à créer des incitations pour le transfert de l'énergie. Elle ne devrait toutefois guère déployer en plus un effet incitatif pour des investissements dans la rénovation et l'élargissement des installations dès lors que le nombre de soumissionnaires participant aux enchères est suffisant et que le marché est compétitif. La forme concrète du produit joue également un rôle, en particulier la période de temps pendant laquelle la puissance et l'énergie disponibles des centrales doivent être livrées. Plus cette période est longue, plus les coûts d'opportunité de l'exploitant de stockage sont élevés et plus le nombre de soumissionnaires possibles se réduit. Il s'agit par conséquent de définir une durée optimale pour le produit de disponibilité.

Evaluation

L'indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques par exemple par la vente aux enchères de disponibilités semble être une mesure appropriée en plus des produits de services-système (SDL) actuels pour se prémunir contre les éventuelles pénuries d'approvisionnement par la création d'un marché. Elle inciterait les exploitants de stockage à renoncer à la production pendant des périodes techniquement peu critiques pour la reporter à des périodes techniquement critiques. Toutefois, si la période d'obligation de livraison n'est pas trop longue et que le marché est compétitif, la mesure ne permet



pas de générer des recettes supérieures aux coûts d'opportunité qu'elle occasionne et de créer des incitations pour l'investissement. Le besoin de financement devrait donc s'avérer nettement moins important que par exemple dans le cas de mécanismes de capacité. La charge liée à la mise en œuvre devrait, elle aussi, être gérable, car elle pourrait s'appuyer sur les processus bien rodés des ventes aux enchères de SDL.

6.5.3 Mécanismes de capacité

Les mécanismes de capacité offrent des incitations supplémentaires aux investissements dans le développement et le maintien des capacités de production des centrales et mobilisent un nouveau flux de paiement. Ces paiements visent à assurer que les centrales sont en mesure de couvrir non seulement leurs coûts variables, mais également leurs coûts fixes et leurs coûts de capital. Le fait que les marchés ne généraient jusqu'à présent pas de signaux suffisamment clairs pour stimuler les investissements dans les capacités de production à long terme constitue le facteur qui motive la mise en place de mécanismes de capacité. L'objectif prioritaire de la mesure consiste à préserver la sécurité d'approvisionnement en gardant à disposition suffisamment de puissance dans les centrales. Toutefois, l'objectif de la préservation de la sécurité d'approvisionnement peut être spécifié de différentes manières. Les flux de paiement peuvent être axés sur l'ensemble des centrales, sur les nouvelles centrales, sur certaines technologies utilisées dans les centrales ou sur la demande. En outre, il est possible d'exiger que les centrales subventionnées par l'Etat ne participent pas au marché (réserve de capacité). Les variantes suivantes sont envisageables pour la mise en œuvre de mécanismes de capacité en Suisse:

Mécanisme de capacité ciblé: modèle de charge de pointe

Dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement, il convient de s'assurer que les centrales qui produisent aux heures de charge maximale reçoivent une indemnisation suffisante, qui génère également des incitations pour des investissements dans les rénovations. Pour ce faire, les centrales qui produisent aux heures de charge verticale maximale, c'est-à-dire aux heures où les transferts depuis le réseau de transport vers les réseaux de distribution culminent, sont indemnisées proportionnellement en fonction de la puissance mise à disposition attendue.

La France a élaboré une variante de ce modèle avec obligations décentralisées: cette variante consiste à attribuer à tous les prestataires de capacité des certificats qui se rapportent à des périodes de charge maximale définies à l'avance. Les fournisseurs d'énergie doivent détenir des certificats qui couvrent leur demande. Dans le cas contraire, ils doivent payer des amendes. Les certificats peuvent être négociés.

Appel d'offres central pour la capacité en tant que vente aux enchères de capacités forward

L'objectif de cette vente aux enchères est le maintien des capacités de production des centrales nationales à long terme. Ce modèle s'inspire des modèles de marché de capacité de la Grande-Bretagne et de la Nouvelle-Angleterre. Il prévoit une vente aux enchères de capacités *forward* (p. ex. quatre ans à l'avance) qui permet aux centrales d'engranger des contributions à la couverture de leurs coûts du capital qu'elles n'obtiendraient pas dans un simple marché *energy-only*. Le modèle de la vente aux enchères de capacités *forward* peut être combiné avec la vente aux enchères de disponibilités (cf. chap. 6.5.2). Tandis que la vente aux enchères de capacités vise à garantir la mise à disposition de capacité, la vente aux enchères de disponibilités entend assurer la disponibilité de l'énergie et du stockage pendant les mois (secs) d'hiver et de printemps.

Les variantes de mise en œuvre de mécanismes de capacité peuvent être définies et gérées au niveau politique. Le besoin de capacité pourrait être calculé à l'aide d'analyses d'adéquation du système et par exemple faire l'objet d'un appel d'offres centralisé par le gestionnaire de réseau de transport



quelques années à l'avance. La vente aux enchères de capacités *forward* permet de garantir à long terme le maintien des capacités de production des centrales nationales et – selon la quantité mise aux enchères – de créer des incitations à l'investir dans de nouvelles centrales. Dans ce contexte, il serait envisageable de différencier les périodes contractuelles relatives aux capacités, en rémunérant la capacité des centrales existantes pendant un an par exemple et celle des nouvelles centrales ou des centrales ayant fait l'objet de rénovations significatives pendant dix à quinze ans.

Le financement peut se dérouler comme aujourd'hui dans le cas des SDL par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau avec répercussion des coûts sur les clients finaux. Dans un modèle décentralisé, les consommateurs et les fournisseurs pourraient également verser des rémunérations de capacité aux producteurs. Des fonds publics ne sont alors pas nécessaires et les rémunérations pour l'utilisation du réseau augmentent à hauteur du montant défini au niveau politique ou du montant résultant des enchères. Dans le modèle de charge de pointe, les prix de l'énergie augmentent dans le cadre des obligations de capacité du côté des fournisseurs.

Evaluation

Les primes de capacité permettent en particulier d'améliorer la rentabilité des centrales présentant une disponibilité sûre. En font partie entre autres les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage, mais aussi les centrales nucléaires (tant qu'elles ne sont pas exclues par des décisions politiques) et les centrales au fil de l'eau. Un marché de capacité entend contribuer à ce que la puissance disponible des centrales soit suffisante à long terme pour garantir la sécurité d'approvisionnement nationale. Il aide les centrales à générer des contributions à la couverture des coûts du capital, afin que la compétitivité reste garantie à long terme grâce à des investissements dans des rénovations. Les coûts incombant aux consommateurs augmentent. La charge administrative de cette mesure dépend de la forme concrète adoptée. Selon la forme choisie, les mécanismes de capacité représentent des coûts pouvant atteindre jusqu'à 1,5 milliard de francs par an. Ces coûts dépendent toutefois directement de l'ampleur de la mesure.

7. Classement des coûts des mesures

Les dépenses totales des consommateurs finaux pour l'électricité en Suisse s'élèvent actuellement à environ 9,8 milliards de francs par an. Les coûts des différentes mesures ne sont pas toujours directement comparables. Ils vont de 115 millions de francs (prime de marché selon la conception du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, réserves de stockage stratégiques) à environ 1,5 milliard de francs par an (modèle de quotas, mécanismes de capacité, selon la forme retenue).

La couverture des coûts variables constitue souvent seulement une solution d'urgence et les mesures comme la prime de marché ou l'indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques ne suffisent pas pour couvrir la totalité des coûts de revient et pour créer des incitations à investir dans des rénovations et des élargissements. Les contributions à la couverture des coûts du capital représentent en revanche une solution supplémentaire: elles créent également des incitations pour des investissements et des réinvestissements à long terme.

Si les mesures doivent également permettre de couvrir les investissements dans des rénovations et des élargissements, les coûts de financement augmentent sensiblement. Les coûts de revient moyens pondérés de tous les projets de développement et de rénovation pour la grande hydraulique examinés par l'OFEN s'élèvent à environ 14 ct./kWh¹³, soit nettement plus que les prix actuels du marché. Les

¹³ Cf. OFEN (2013): *Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.* (http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075)



modèles de quotas et les mécanismes de capacité décrits ci-dessus permettent également de stimuler ce type d'investissement (selon l'ampleur du quota ou la capacité faisant l'objet d'un appel d'offres).

8. Remarques finales

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en tant que bien public, l'interaction (transfrontalière) entre la production d'énergie et le réseau doit être optimale. La question lors de la planification des réseaux électriques consiste donc à savoir où l'énergie est produite et comment elle est distribuée sur le réseau (également au niveau transfrontalier). Etant donné que la situation évolue au cours du temps en raison des nouvelles orientations stratégiques des pays (surtout de l'UE), l'adéquation du système doit faire l'objet d'analyses globales périodiques. La conception du marché de l'électricité ne devrait subir de modification profonde que si les développements qui interviennent dans les pays voisins sont dûment pris en compte. C'est ainsi que l'on peut assurer l'atteinte des objectifs de la politique climatique et énergétique de manière efficace en termes de coûts.

Dans le cadre du deuxième paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral a donné son feu vert à un passage d'un système d'encouragement vers un système incitatif. L'objectif consiste toujours à augmenter l'efficacité énergétique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Il convient de créer les incitations appropriées en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement et de mener la restructuration du système énergétique suisse de manière efficace en termes de coûts et en accord avec les objectifs de politique climatique. Des règles de marché appropriés et différents instruments visant à garantir l'approvisionnement doivent être choisis conformément à l'objectif défini sur le plan politique. Ils peuvent, selon la forme retenue, également entraîner une modification de la Constitution. Les instruments décrits ci-dessous peuvent être envisagés pour garantir la sécurité d'approvisionnement et transformer le système énergétique:

Taxe différenciée sur l'électricité, modèle de quotas et ventes aux enchères

La mise en place d'une taxe différenciée sur l'électricité s'annonce problématique en raison de l'incompatibilité de cette dernière avec le droit européen et le droit international.

Il est possible d'opter pour un modèle de quotas afin de favoriser le développement des nouvelles énergies renouvelables décidé dans la Stratégie énergétique 2050. Le modèle de quotas n'est pas un modèle de marché au sens strict, mais un système réglementé où la formation des prix est contrôlée directement par la définition des quotas, des pénalités et éventuellement d'un facteur d'ajustement pour les centrales existantes. Mais en Suisse, un modèle de quotas applicable aux nouvelles énergies renouvelables est plutôt inadapté, car le marché ne dispose pas de suffisamment de liquidités. Du moment que le modèle de quotas est étendu aux énergies renouvelables existantes, le paramétrage devient très difficile et les effets d'aubaine peuvent être très importants.

En revanche, l'avantage des ventes aux enchères est que les autorités publiques n'ont plus besoin de fixer le taux de rétribution ou la contribution d'investissement et que le paramétrage peut être adapté à chaque cycle d'appel d'offres. Seule la quantité encouragée, donc le développement des énergies renouvelables et les moyens à disposition, est définie sur le plan politique.

Instruments adaptés aux mesures à court terme

Si la priorité consiste à maintenir le parc actuel des centrales, l'accent est mis sur d'autres instruments. Le maintien de la production à court terme exige des instruments autres que des mesures axées sur le long terme. A brève échéance, la production est suspendue si les coûts variables ne sont plus couverts.

Le modèle de prime de marché destiné à la force hydraulique, qui sera introduit pour une durée limitée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, constitue un premier modèle approprié. Il prévoit de



soutenir de manière sélective les exploitants de centrales hydrauliques concernés. En cas d'ouverture complète du marché, il faut s'attendre à ce que la poursuite de ce modèle entraîne des coûts très élevés ou des effets plutôt modestes. Ce modèle permet également de payer des contributions à la couverture des coûts du capital, mais à nouveau à des coûts très élevés.

Une réserve de stockage stratégique vise directement à se prémunir contre les éventuelles difficultés d'approvisionnement en renforçant la sécurité d'approvisionnement par le biais du marché. Elle incite les exploitants de stockage à renoncer à la production pendant des périodes techniquement peu critiques pour la reporter à des périodes techniquement critiques.

Le modèle de prime de marché et les réserves de stockage stratégiques ne génèrent pas de contributions de couverture élevées, conformément aux objectifs, et ne stimulent pas les réinvestissements. Par conséquent, les coûts annuels se situent entre 100 et 200 millions de francs selon la forme choisie.

Instruments adaptés aux mesures à long terme

Si l'objectif consiste à créer des incitations à long terme pour stimuler les réinvestissements dans le parc des centrales compte tenu de prix bas du courant, alors il convient d'opter pour l'instrument du marché de capacité. Celui-ci aide les centrales à générer suffisamment de contributions à la couverture des coûts du capital pour que la compétitivité reste garantie à long terme grâce à des investissements dans des rénovations. Dans ce cadre, une vente aux enchères est organisée pour adjudger à long terme une puissance donnée. Selon la conception du modèle, la puissance doit être cautionnée par une quantité d'énergie garantie. L'avantage de la vente aux enchères de capacités est que les autorités ont besoin de moins d'informations concernant la structure des coûts des producteurs que par exemple dans le cas de la prime de marché ou du modèle de quotas (pour la définition des pénalités). Le résultat des enchères s'ajuste aux conditions du marché, pour autant qu'il y ait concurrence entre les soumissionnaires. Les coûts de cette mesure dépendent de la définition de la quantité d'énergie ou de puissance disponible souhaitée et vont de plusieurs centaines de millions de francs à environ 1,5 milliard de francs par an.

Combinaison de mesures à court et à long terme

Selon l'objectif politique et la situation sur le marché de l'électricité, des instruments à court terme peuvent être associés à des mécanismes de capacité. Cette solution est adaptée à une situation où, la quantité d'énergie produite n'est pas suffisante à court terme pendant des mois critiques et dans laquelle les incitations à maintenir la capacité à long terme font défaut. Ce serait par exemple le cas s'il fallait s'attendre à des prix durablement bas du courant sur le marché. La nécessité et l'urgence doivent être prises en compte lors de la mise en œuvre des instruments envisageables. En outre, les mesures devraient être ciblées et aussi souples que possible, et prévoir également un abandon progressif (*phasing-out*) dans le cadre d'une clause «sunset». Cette clause est importante pour le cas où l'évolution des conditions-cadres (économiques) venait à supprimer la nécessité des mesures.

Bilanz

Les modèles présentés sont tous praticables, avec des obstacles plus ou moins importants. Si le Conseil fédéral devait se voir confier le mandat d'élaborer un modèle en détail, il conviendrait toutefois de définir au préalable de manière concrète et en respectant les objectifs essentiels que sont un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, quels sont les objectifs à poursuivre, comme par exemple le développement souhaité des énergies renouvelables ou encore le niveau souhaité des réinvestissements dans le maintien des centrales existantes.