

Prise de position de l'AES sur les mesures visant à éliminer les conséquences des distorsions du marché et sur les critères d'une future organisation du marché

Etat: 30 septembre 2013

1. Résumé des positions

L'AES exige que la Confédération prenne des mesures visant à empêcher toute nouvelle distorsion du marché de l'électricité et à atténuer les conséquences de celles déjà existantes.

Mesures visant à empêcher toute nouvelle distorsion du marché de l'électricité et à atténuer les conséquences des distorsions déjà existantes

1. Dans le cadre de la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, les fonds d'encouragement doivent être utilisés de façon efficace et reposer sur la capacité des technologies correspondantes à couvrir les besoins d'électricité en temps utile. Cette démarche doit se fonder sur trois piliers: incitations favorisant un comportement adapté au marché, choix des technologies optimales et réalisation d'investissements au moment le plus opportun.

2. Il est essentiel que la production pilotable, la production non pilotable, le stockage et les réseaux soient développés de façon coordonnée. Les renforcements du réseau nécessaires à la nouvelle exploitation des sources d'énergie renouvelables et les autres coûts d'intégration au système doivent à l'avenir être pris en compte pour le calcul de la RPC en fonction du principe de causalité et financés par cette dernière.

3. La compétitivité de la grande hydraulique doit être garantie au sein du marché européen, dont l'importance est déterminante. S'il s'avère impossible de supprimer les conséquences des distorsions du marché qui portent atteinte à la survie de la grande hydraulique, celle-ci devra également bénéficier de la promotion des énergies renouvelables afin de compenser les inconvénients de la concurrence européenne.

L'AES exige que la Confédération respecte les critères suivants pour la future organisation du marché.

Critères pour la future organisation du marché

4. Il faut créer des conditions de marché euro-compatibles pour tous les acteurs et intégrer la Suisse au marché intérieur de l'UE par le biais d'un accord sur l'énergie.

5. En vue de l'intégration de la Suisse au marché intérieur de l'UE, il convient de coordonner le développement des réseaux de transport avec l'UE via un schéma directeur.

6. En cas d'introduction de mécanismes de capacité harmonisés au sein de l'UE ou dans des pays voisins constituant des partenaires pertinents pour l'échange d'électricité, la Suisse doit

- a. participer à la définition des modalités correspondantes et,
- b. le cas échéant, examiner la pertinence et le contenu de sa participation à ces mécanismes de capacité.

7. Pour la Suisse, il convient d'appliquer les critères suivants dans le cadre de la collaboration à un mécanisme de capacité (6.a) ou de veiller à leur respect dans le cas où une participation serait décidée (6.b): absence de discrimination, prise en compte des objectifs de politique énergétique liés au climat par le biais d'une taxation efficace des émissions de gaz à effet de serre, adaptabilité, réversibilité, adéquation avec le marché, respect du principe de subsidiarité et intervention réduite de l'Etat (cf. paragraphe 3.3).

2. Situation initiale

A l'heure actuelle en Suisse, l'électricité provenant de certaines énergies renouvelables est soutenue par l'Etat via la rétribution à prix coûtant du courant injecté, ou RPC (art. 7a LENE). Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral prévoit de renforcer nettement ce soutien par le biais d'une révision de la Lene. L'importance des subventions dans les pays voisins, notamment en Allemagne, a cependant déjà un fort impact sur le marché de l'électricité suisse et a des répercussions négatives sur la rentabilité de la production électrique. Parallèlement, il est prévu d'ouvrir complètement le marché de l'électricité suisse via une deuxième étape de libéralisation, avec pour conséquence une exposition accrue des producteurs d'électricité helvétiques. Il en résulte plusieurs défis relatifs au maintien de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Ces problématiques sont exposées ici.

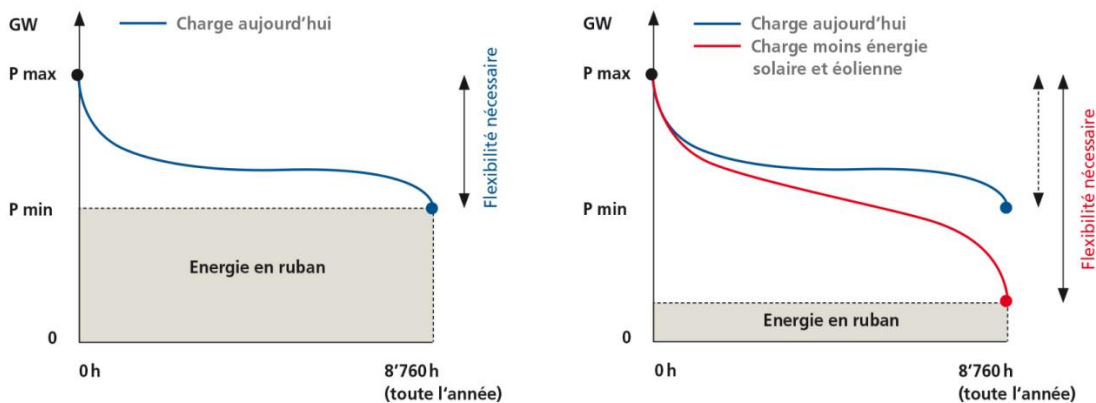
2.1 Un besoin accru de capacités de production flexibles

La Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral prévoit que les centrales nucléaires seront mises à l'arrêt à la fin de leur durée d'exploitation et ne seront pas remplacées. Au lieu de cela, les énergies renouvelables, dont la force hydraulique, seront développées (avant-projet de révision de la loi sur l'énergie). Il s'agit plus particulièrement de mettre l'accent sur l'éolien et le photovoltaïque. Cela implique cependant une fluctuation accrue et non maîtrisable du volume d'électricité injecté. Dans son rapport intitulé «Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur», paru en 2012, l'AES démontrait la nécessité de disposer de capacités de production et de stockage plus pilotables et plus flexibles en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique. La courbe de distribution annuelle de la charge horaire ci-dessous illustre le besoin accru de flexibilité du système global (voir rapport de l'AES, 2012 (a), p. 85 ss).



Courbe de distribution annuelle de la charge et besoins en énergie en ruban sans (à gauche) et avec beaucoup de production solaire et éolienne (à droite)

Représentation schématique.



Source: AES

Figure 1

Dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 du 4 septembre 2013, page 90, le Conseil fédéral précise en outre qu'une promotion accrue des énergies renouvelables requiert la mise à disposition de capacités de réserve supplémentaires. Cette tâche incombe principalement aux centrales d'accumulation et aux centrales de pompage-turbinage existantes et prévues.

2.2 Effets du soutien sur la rentabilité des installations sur le marché

Comme nous l'avons évoqué, la garantie de la sécurité d'approvisionnement requiert des installations de production flexibles et/ou pilotables, et ce dans une proportion accrue à l'avenir. Nous tentons d'établir dans ce qui suit si les conditions-cadre actuelles (fort encouragement des énergies renouvelables en Suisse et à l'étranger) sont de nature à permettre aux différents acteurs économiques de répondre à cette exigence.

Sur un marché de l'électricité où la concurrence n'est pas faussée, les centrales sont sollicitées suivant un ordre déterminé par leurs coûts marginaux (courbe de préséance dite du «merit order», **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**a). Les centrales produisent alors de l'électricité selon des coûts marginaux inférieurs ou équivalents au prix du marché actuel. En revanche, les exploitants des centrales subventionnées par l'Etat produisent de l'électricité tant que les coûts marginaux sont inférieurs à la rétribution du courant injecté. Par conséquent, les exploitants de centrales qui bénéficient d'une rétribution fixe du courant injecté proposent du courant même si leurs coûts ne sont pas couverts par le prix du marché. Cette offre supplémentaire entraîne un décalage vers la droite de la courbe de préséance, d'où un prix du marché plus bas (2.b) et une baisse de la rentabilité des centrales non subventionnées.

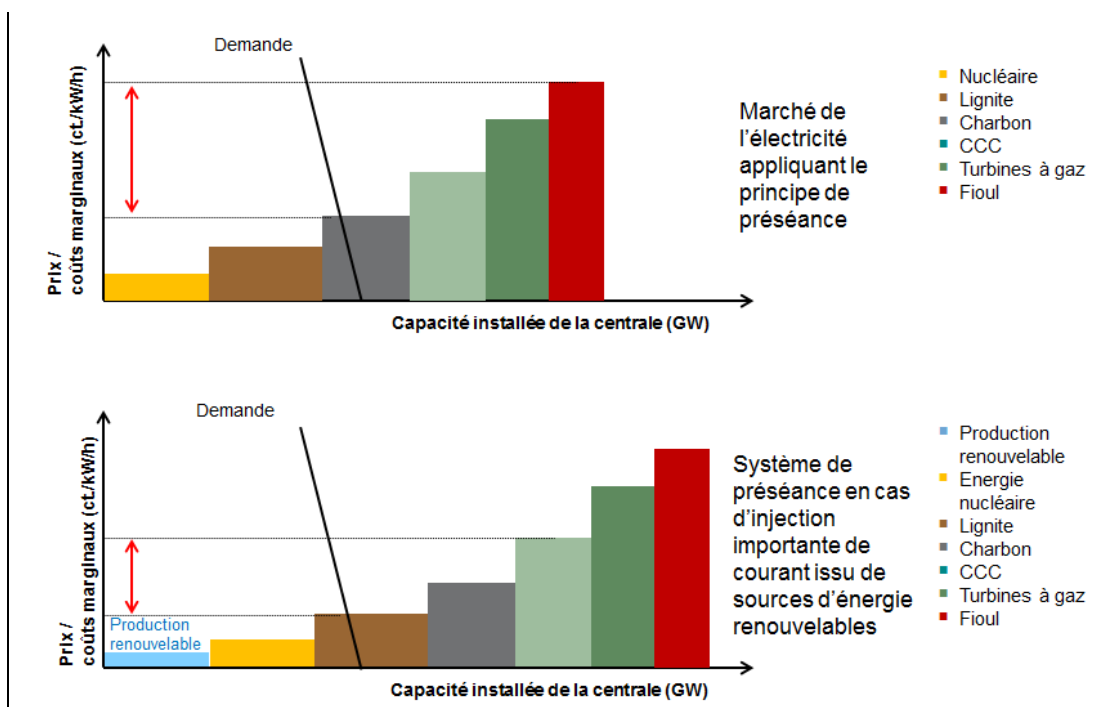


Figure 2: (a) Mécanisme de marché sans offre subventionnée. b) Mécanisme de marché avec une part d'offre subventionnée non liée au prix du marché: le prix du marché baisse alors que la demande est constante.

Résultat: pour certains exploitants, il n'est pas judicieux du point de vue économique de faire fonctionner de telles centrales, ce qui conduit à moyen terme à l'abandon des capacités.

L'effet décrit des subventions publiques a un impact sur la mise en place de nouvelles installations ainsi que sur les investissements de remplacement et de renforcement: les investisseurs potentiels basent leurs décisions sur une comparaison du coût global (pas uniquement les coûts marginaux) avec les rendements escomptés (actualisés). Une décision positive implique des rendements supérieurs au coût global. Le soutien de l'Etat aux énergies renouvelables a pour effet, comme nous l'avons montré, de réduire les prix et les rendements et empêche ainsi les opérations d'investissement dans les centrales non subventionnées. Cet effet peut être positif pour la Suisse, dans la mesure où les centrales de grande hydraulique notamment sont caractérisées par des coûts fixes élevés, irrécupérables une fois l'investissement versé (*sunk costs*). Pour encourager les décisions d'investissement positives, les installations de production non subventionnées utiles au système doivent engranger des revenus supplémentaires quand la majorité des centrales subventionnées sont dans l'incapacité de produire. Des prix du marché élevés peuvent alors être obtenus. La possibilité de financer les centrales par des flambées de prix est cependant limitée dans la pratique, entre autres pour les raisons suivantes:

- La volatilité élevée des prix augmente l'incertitude des exploitants de centrales, d'où une prime de risque et un coût du capital accrus. Les exploitants de centrales à accumulation et de centrales de pompage-turbinage ne sont cependant pas concernés: les variations de prix sont d'autant plus avantageuses pour leurs installations qu'elles sont fréquentes et élevées.
- D'un point de vue réglementaire, une flambée des prix ne saurait être tolérée. Dès lors, la menace d'une intervention de régulation risque de freiner la propension à l'investisse-

ment. L'observation des marchés de l'électricité étrangers révèle que des plafonds tarifaires ont été fixés par certains Etats (*price caps* aux Etats-Unis) et sont pratiqués à la bourse de l'électricité européenne. Des arguments relevant du droit des cartels s'opposent également à des flambées de prix importantes. L'office allemand des cartels porte ainsi un jugement critique (*Bundeskartellamt*, 2011, p. 193 ss) sur les fournisseurs d'énergie qui ont la mainmise sur le marché et dont les tarifs sont supérieurs aux coûts marginaux.

- En cas de pénurie d'électricité, compte tenu du caractère incomplet des informations disponibles, du temps de réaction nécessaire aux signaux tarifaires et de l'inélasticité de la demande, l'équilibre entre l'offre et la demande est menacé, et il existe un risque d'interruption de l'approvisionnement. Ce risque est cependant faible à l'heure actuelle en Suisse.
- Par ailleurs, d'autres interventions de l'Etat, telles que l'interdiction de coupure qui frappe les centrales allemandes ou d'autres mécanismes de capacité, sont à l'origine de capacités élevées, voire de surcapacités (cf. 2.5), également pendant les heures creuses, qui ont pour effet de comprimer les prix.

2.3 Prix et rentabilité des installations de production sur le marché

Nous allons à présent examiner dans quelle mesure les défis précédemment évoqués ont un impact sur la rentabilité des centrales disponibles sur le marché en Suisse. Compte tenu des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération (avant-projet de révision de la LEne), nous nous concentrerons sur les centrales hydrauliques.

Dans la mesure où les facteurs naturels propres à chaque site d'implantation jouent un rôle déterminant, il est essentiel d'en tenir compte lors de la construction des centrales hydrauliques. Par conséquent, il est extrêmement difficile d'obtenir des coûts standard pour ces centrales. En règle générale, on se base sur une moyenne établie entre diverses installations existantes. Le coût de revient moyen des centrales à accumulation et au fil de l'eau suisses existantes se situe autour de 7 centimes/kWh dans une plage comprise entre 3 et 10 centimes/kWh (Ernst Basler + Partner, 2009). Les nouvelles centrales affichent quant à elles des coûts de production nettement supérieurs.

Pour les installations de grande hydraulique, il est de plus en plus difficile de récupérer les coûts de revient. L'Allemagne est le principal marché d'écoulement de la Suisse, mais aussi d'autres pays voisins avec un volume comparativement élevé. A la bourse de l'électricité EEX, le prix de l'approvisionnement annuel pour une charge en ruban pour les années 2014, 2015 et 2016 est depuis longtemps nettement inférieur à la référence de 58 EUR/MWh (correspond aux 7 centimes/kWh¹ déjà mentionnés, cf. Figure 3). L'année passée, le prix de l'approvisionnement annuel des produits *baseload* pour 2014 est passé de 50 à 40 EUR/MWh (ou de 6 à 4,8 centimes/kWh). Le prix de l'approvisionnement annuel des produits *peakload* a quant à lui reculé de 60 à 50 EUR/MWh (soit de 7,2 à 6 centimes/kWh).

¹ Taux de change EUR/CHF simplifié = 1,2

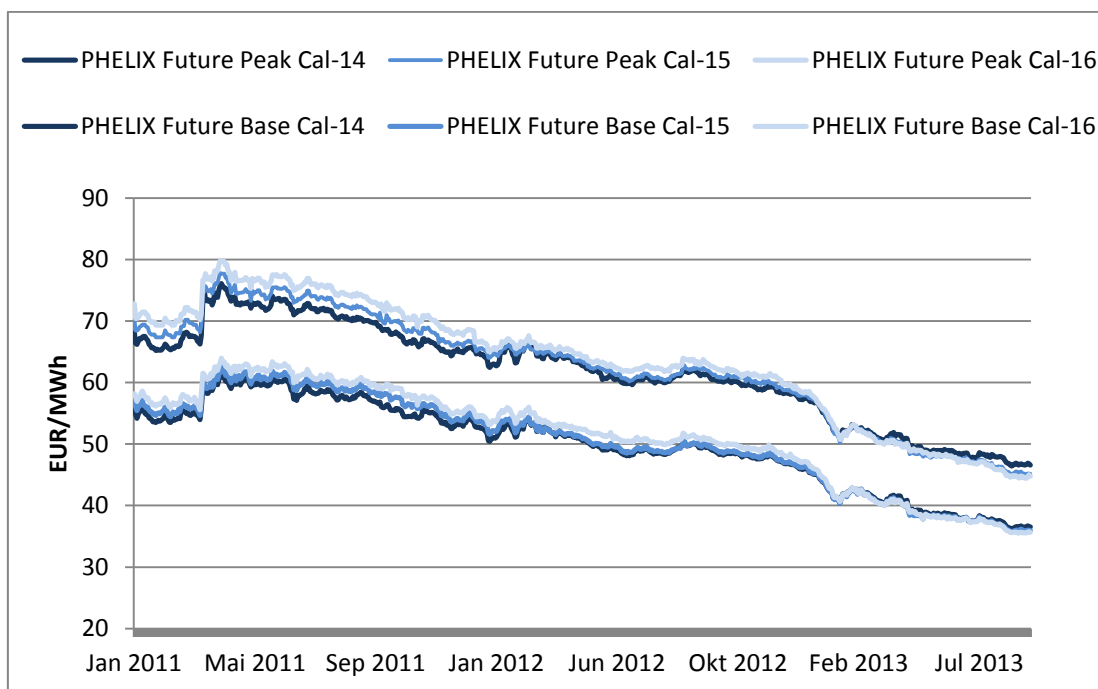


Figure 3: Evolution du prix des produits Phelix² Future Base et Peak pour les années 2014 à 2016 (représentation interne)

Cet effondrement des prix touche aussi fortement le marché à court terme. Outre la baisse constante du prix absolu, le recul des écarts de prix entre les produits *peak* et *offpeak* est encore plus préoccupant pour les centrales de pompage-turbinage suisses. Ces écarts sont en effet déterminants pour leur rentabilité. Avant 2009, la différence de prix était nettement supérieure à 20 EUR/MWh. Elle ne s'élève plus aujourd'hui qu'à 10 EUR/MWh. On assiste à cette tendance depuis quelques années.

Cet effondrement des prix n'incite plus à investir dans de nouvelles installations de grande hydraulique. Des projets de construction sont en cours de réalisation. Cependant, la perspective d'une absence de marges suffisantes pour assurer une exploitation rentable de ces installations constitue un frein au développement de nouveaux projets de construction. Cette année, le projet de construction de la centrale de pompage-turbinage Grimsel 3 (puissance installée de 600 MW) a ainsi été suspendu (KWO, 2013).

L'une des principales explications de la chute des prix sur le marché allemand de l'électricité est l'effet du «merit order» décrit au paragraphe 2.2 (BDEW, 2013 a). L'Allemagne a massivement construit de nouvelles installations photovoltaïques et éoliennes subventionnées par l'Etat au cours des dernières années. Résultat: les structures tarifaires ont été modifiées en profondeur. Depuis plus de dix ans, 1,5 GW supplémentaire au moins est ainsi fourni chaque année par de nouvelles installations éoliennes. La puissance photovoltaïque installée augmente quant à elle de 7 GW par an depuis 2010. En Allemagne, ces deux sources d'énergie représentent désormais chacune une puissance installée de plus de 30 GW. En Europe centrale, ce chiffre est désormais supérieur à 100 GW. L'injection prioritaire de courant issu du photovoltaïque et de l'éolien prescrite par la loi ainsi que l'échange de cette électricité en bourse expliquent la baisse du prix du marché et évincent certains acteurs (cf.

² Phelix signifie Physical Electricity Index. Cet indice de prix est publié chaque jour par la bourse EEX pour les charges de base (Phelix Base) et de pointe (Phelix Peak) sur le marché spot de l'électricité pour l'Allemagne et l'Autriche.

2.2). La fédération allemande du secteur de l'eau et de l'énergie (BDEW, 2013 a) chiffre à 1,34 EUR/MWh en moyenne la réduction de prix consécutive à une injection de 1 GW supplémentaire de courant éolien (correspond à 0,16 centime/kWh). Pour le photovoltaïque, une injection supplémentaire de 1 GW entraîne une décote moyenne en bourse de 0,82 EUR/MWh (soit 0,10 centime/kWh).

Théoriquement, un faible ensoleillement et l'absence de vent provoquent une flambée des prix à la bourse, ce qui devrait permettre aux centrales classiques de rentabiliser leur activité (cf. paragraphe 2.2). On observe toutefois une atténuation de ces pics tarifaires depuis quelques années, que ce soit en termes de fréquence ou de montant. Cela s'explique par les temps de réaction nécessaires, par les mesures de l'Etat destinées à lutter contre la réduction des capacités (interdiction de mise à l'arrêt, p. ex.) ainsi que par un affaiblissement de la demande de courant lié à des facteurs conjoncturels.

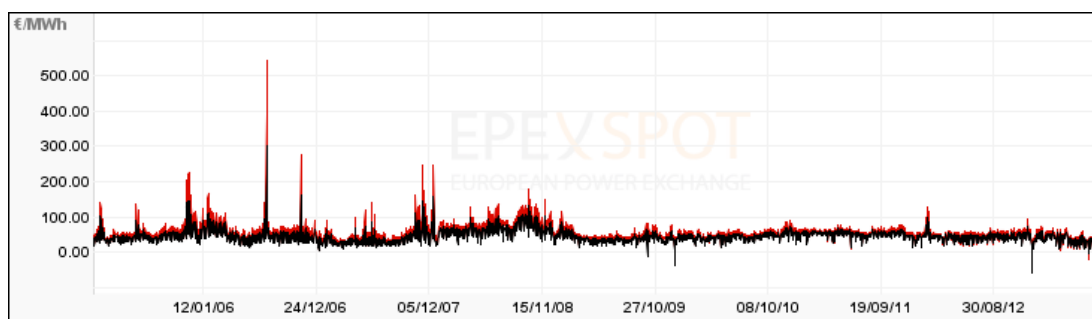


Figure 4: Prix sur le marché spot de l'EEX / EPEX SPOT (en rouge: PHELIX Peak, en noir: PHELIX base). Source: www.eex.com

2.4 Vue d'ensemble des capacités d'approvisionnement en Suisse

Il s'agit à présent d'analyser l'impact de la rentabilité restreinte des centrales classiques sur la sécurité d'approvisionnement dans une perspective plus générale. Pour cela, le texte qui suit s'attache à présenter un résumé de l'évolution de la consommation et des capacités des centrales suisses.

Entre 2000 et 2012, le pic de consommation annuel est passé de 9000 MW à environ 10 700 MW. En revanche, la puissance maximale développée par l'ensemble des centrales suisses est restée à peu près constante et représente 12 500 MW. Sur la même période, la puissance installée des centrales n'a que faiblement augmenté, passant de 13 200 MW à seulement 13 770 MW, la capacité des centrales nucléaires suisses ayant quant à elle progressé de 3162 MW à 3278 MW. Il faut préciser que la puissance maximale n'équivaut cependant pas à la puissance installée, compte tenu de l'indisponibilité de certaines centrales pour des motifs de maintenance. La hausse des pointes de charge a été couverte par des importations d'électricité. La puissance annuelle maximale importée est ainsi passée de 2000 MW en l'an 2000 à 3000 MW en 2012. En 2005, elle a même atteint 5200 MW (Office fédéral de l'énergie, 2013 b). Une nouvelle augmentation des pointes de charge devrait être compensée par un renforcement des importations, notamment dans la perspective de la sortie annoncée du nucléaire, qui se traduira par une baisse de 24% de la capacité des centrales suisses. Il convient de tenir compte du fait que les capacités des lignes électriques suisses sont limitées et en partie utilisées à des fins de transit. Selon les données publiées

par Swissgrid, en 2012, les capacités d'importation techniquement disponibles ont oscillé entre 5800 MW et 6800 MW en 2012³.

2.5 Débat actuel sur la solution des mécanismes de capacité

L'une des solutions envisagées pour garantir des capacités suffisantes malgré la baisse de la rentabilité consiste à mettre en place des mécanismes de capacité. Cette approche se fonde sur le principe selon lequel la simple mise à disposition de capacités de production peut suffire à générer des revenus. Il s'agit d'inciter les exploitants de centrales à constituer une réserve de puissance. Il existe de nombreuses variantes à cette solution, dont le principe de la réserve stratégique, les obligations de mise à disposition de puissance imposées à la production d'électricité fluctuante et difficile à piloter, l'obligation décentralisée de réserve de puissance pour les fournisseurs d'énergie ou les consommateurs finaux, et les marchés de capacité centralisés généralisés à l'ensemble du système.

Les mécanismes de capacité constituent toutefois une intervention sur le marché et peuvent entraîner des distorsions de concurrence et des redéploiements indésirables. Si les paiements de capacité génèrent des recettes pour les installations concernées, ils compriment toutefois les prix sur les marchés de gros par le biais des mécanismes correspondants. Il en résulte une baisse des recettes des installations qui ne perçoivent pas de paiements de capacité. Les différentes variantes de mécanismes de capacité se distinguent par leurs effets. Mal organisés, ces mécanismes de capacité peuvent même se solder par un effet net négatif. Le principe est le suivant: plus le mécanisme est complet, plus la complexité et le risque d'erreurs augmentent (Frontier, 2013 (a), p. 10 à 13). Il convient également de tenir compte du montant des charges directes liées à l'introduction et au développement de ces mécanismes, qui pèsent à la fois sur les pouvoirs publics et sur les entreprises d'approvisionnement en électricité.

Au lieu d'introduire des marchés de capacité pour réduire les distorsions du marché, il faut essayer en premier lieu de s'attaquer à la racine du problème. Les mécanismes de capacité ne devraient être mis en place que si l'origine des distorsions n'entre pas dans le champ d'action de la politique suisse et/ou si le faible niveau de la réserve de puissance implique le recours à ces mécanismes à titre transitoire (Frontier, 2013 (b), diapositive 18).

2.6 Les mécanismes de capacité dans les pays voisins

Les mécanismes de capacité font actuellement l'objet de discussions dans les pays frontaliers de la Suisse. Là où ils sont déjà en place, ils visent à encourager des investissements suffisants dans les centrales utiles au système, afin d'éviter que le manque de rentabilité ne cause leur disparition. Comme le montre le paragraphe 2.5, ces mesures entraînent des distorsions supplémentaires du marché suisse, d'où des perspectives de rentabilité encore plus moroses pour les centrales helvétiques. Voici un aperçu des réglementations appliquées et des propositions formulées dans les pays voisins.

³ Swissgrid, http://www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/experts/topics/congestion_management/ntc_values/monthly_ntc_values.html

2.6.1 Allemagne

Au cours de l'hiver 2011/2012, selon un rapport de l'agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*, 2012), le réseau électrique allemand a connu plusieurs situations critiques suite à la mise à l'arrêt en mars 2011 de huit centrales nucléaires représentant une puissance totale de 8,5 GW. La forte augmentation du courant injecté provenant de sources d'énergie renouvelables fluctuantes a également joué un rôle aggravant (15 GW d'énergie photovoltaïque supplémentaires en 2010 et en 2011). Afin de minimiser le risque présenté par les situations de réseau critiques et de garantir la sécurité d'approvisionnement, le législateur allemand a édicté des prescriptions relatives à la transparence de l'approvisionnement en capacités de réserve et à la mise à l'arrêt de centrales. Ces prescriptions figurent dans la nouvelle mouture de la loi allemande sur le secteur de l'énergie ainsi que dans l'ordonnance sur les centrales de réserve du 6 juillet 2013. Les mesures prévues doivent être mises en œuvre d'ici fin 2017 et portent essentiellement sur les points suivants⁴:

- La sécurité du système doit faire l'objet d'un audit annuel mené par les gestionnaires de réseau de transport et par l'agence fédérale des réseaux.
- En cas de besoin, les gestionnaires de réseau de transport peuvent se procurer des capacités de réserve via un processus d'appels d'offres.
- A partir de 10 MW, les mises à l'arrêt de centrales doivent être annoncées au minimum un an à l'avance. Dans la mesure où l'agence fédérale des réseaux estime qu'une centrale est «utile au système» (*Systemrelevanz*), l'exploitant peut être contraint à poursuivre son exploitation contre remboursement des frais.
- Les gestionnaires de réseau de transport ont la possibilité de se procurer des capacités interruptibles par appels d'offres.

La fédération allemande du secteur de l'eau et de l'énergie (BDEW) critique l'interdiction de mise hors service évoquée, estimant qu'il s'agit d'une «réaction inappropriée aux problèmes économiques qui se posent» (BDEW, 2013). Il préconise la constitution d'une réserve stratégique à titre transitoire, qui représente le prolongement du principe de réserve froide appliqué jusque-là. Le BDEW souhaite en outre que la question de la nécessité de la mise en place d'un marché de capacité après 2020 soit tranchée d'ici 2015 (BDEW, 2012 b). Le 27 septembre 2013, le BDEW a présenté au gouvernement fédéral allemand une solution de branche pour développer davantage le marché de l'énergie (2013, c): il préconise d'une part de réformer en profondeur l'encouragement des énergies renouvelables en conférant à ces dernières la responsabilité du système et, d'autre part, de créer, en complément du marché énergétique, un marché de puissance décentralisé auquel les centrales étrangères pourront aussi prendre part. Les Etats d'Europe centrale et occidentale doivent alors s'accorder sur un cadre commun pour garantir des capacités suffisantes.

2.6.2 Autriche

Il n'existe pas de marché de capacité en Autriche à l'heure actuelle, et le pays ne prévoit pas d'introduire un tel système. Le BDEW allemand, l'AES et la fédération autrichienne du secteur de l'énergie (Oesterreichs Energie) envisagent plutôt une solution internationale largement harmonisée. Il s'agit de privilégier les pistes axées sur le marché pour éviter le risque

⁴ Ministère fédéral allemand de l'économie et de la technologie, <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=22154.html>
<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=586772.html>

de distorsion de ce grand marché et, ainsi, les surcoûts et les pertes en termes d'efficacité économique (Oesterreichs Energie, BDEW, AES, 2013, p.1).

2.6.3 France

La France prévoit de mettre en place un mécanisme de capacité pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de charge. L'initiative s'inscrit dans le cadre d'un décret du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie en date de décembre 2012, dont les modalités sont en cours de précision.⁵ En vertu de ce décret, à partir de 2015, les compagnies d'électricité françaises devront prouver qu'elles sont en mesure de répondre à la demande, y compris en cas de pointes de charge. A cet effet, elles devront acheter des «garanties de capacité». Pour cela, deux solutions sont possibles:

- l'achat de capacités auprès de centrales («garanties de capacité positives»), qui ont l'obligation de faire certifier la disponibilité de leurs installations; ou
- l'élaboration de produits commerciaux et de solutions techniques de gestion de la charge visant à permettre l'échange de capacités d'effacement de consommation entre le client et le fournisseur d'électricité («garanties de capacité négatives»).

La disponibilité de ces capacités doit également être certifiée.

2.6.4 Italie

Le mécanisme de capacité italien est provisoire et prend la forme de paiements de capacité, introduits en 2004 à titre transitoire. Dans ce cadre, la mise à disposition de capacités lors de «périodes critiques» déterminées *ex ante* est rétribuée. Cette rétribution fixe repose sur une prévision *day-ahead* du prix du marché. Un nouveau mécanisme destiné au marché de capacité doit être introduit en 2017. Il devrait s'inspirer du principe des enchères et prévoit une rétribution au MW.⁶

2.6.5 UE

Au cours de l'hiver 2012/13, le Commissaire européen à l'énergie a mené une consultation publique sur les thèmes de l'adéquation de la production d'électricité, des mécanismes de capacité et du marché intérieur de l'électricité. A l'origine de l'initiative: les préoccupations concernant le fonctionnement du marché de l'électricité européen et un climat des investissements actuellement défavorable pour les capacités des centrales. L'objectif de la consultation était de déterminer si des ajustements du marché intérieur étaient absolument nécessaires pour maintenir la sécurité d'approvisionnement.

A l'occasion d'une manifestation⁷ organisée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), le Commissaire européen Gunther Oettinger a judicieusement déclaré que les mesures relatives aux marchés de capacité et à l'adéquation de la production d'électricité prévues ou déjà introduites au niveau national «ignorent les avantages internationaux de

⁵ Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-mecanisme-de-capacite,30512.html>

⁶ Energia Concorrente, <http://www.energiaconcorrente.it/images/documenti/20130207%20UE%20Consultation%20on%20adequacy.pdf>

⁷ http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-13-432_en.htm

notre marché » et «mettent à mal les atouts du marché de l'énergie européen et constituent un retour en arrière».

3. Mesures / requêtes adressées à la Confédération

Dans le cadre de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables doit être considérablement renforcée. Comme nous l'avons vu au chapitre 1, les installations étrangères subventionnées ont d'ores et déjà un effet réducteur sur les prix et, ainsi, sur la rentabilité des centrales existantes utiles au système. Par conséquent, elles menacent la sécurité d'approvisionnement. Les mesures proposées ci-après peuvent permettre de contrer ces effets. Des requêtes sont adressées de ce fait à la Confédération. Car en matière de promotion des énergies renouvelables, elle est la seule à pouvoir, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, introduire des systèmes d'incitation adaptés via la promotion des énergies renouvelables, afin d'éviter les déconvenues observées en Allemagne. Elle est aussi la mieux placée pour négocier un accord sur l'énergie avec l'UE.

En tout état de cause, la promotion de l'électricité provenant de certaines sources d'énergie renouvelables représente une ingérence dans le libre fonctionnement du marché, qui n'est pas sans conséquences pour les installations non subventionnées (cf. 1). D'une part, il faut donc viser un comportement optimal au plan macro-économique afin d'éviter une mauvaise allocation des fonds accordés. D'autre part, cette promotion doit être organisée d'emblée de façon à réduire au minimum les distorsions de marché et à ne pas nuire aux investissements dans des centrales non subventionnées utiles au système (AES 2013, b).

Les mesures préconisées / requêtes adressées à la Confédération s'appuient sur les prises de position et les exigences déjà formulées par l'AES.

3.1 Promotion des énergies renouvelables avec en ligne de mire leur intégration au marché et prise en charge de la responsabilité du système

Mesure / Requête adressée à la Confédération:

1. Dans le cadre de la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, les fonds d'encouragement doivent être utilisés de façon efficace et reposer sur la capacité des technologies correspondantes à couvrir les besoins d'électricité en temps utile. Cette démarche doit se fonder sur trois piliers: incitations favorisant un comportement adapté au marché, choix des technologies optimales et réalisation d'investissements au moment le plus opportun.
2. Il est essentiel que la production pilotable, la production non pilotable, le stockage et les réseaux soient développés de façon coordonnée. Les renforcements du réseau nécessaires à la nouvelle exploitation des sources d'énergie renouvelables et les autres coûts d'intégration au système doivent à l'avenir être pris en compte pour le calcul de la RPC en fonction du principe de causalité et financés par cette dernière.

Argumentaire:

Sur le point 1: si l'AES considère la promotion des énergies renouvelables comme essentielle, elle insiste sur la nécessité d'utiliser les fonds efficacement. Dans cette perspective, la priorité est donnée à l'optimisation de la RPC (AES, 2012 b). La promotion doit cependant viser la transition vers un modèle de marché (AES, 2012 c). Ainsi, il faut par exemple pren-

dre en compte les éléments temporels dans la fixation des tarifs de rétribution. Il convient en outre de produire quand la demande est forte. Par conséquent, les instruments de promotion doivent inciter à mettre en place des solutions innovantes afin de coordonner l'offre et la demande, p. ex. dans la mesure où les centrales décentralisées sont reliées à des accumulateurs⁸ et où les possibilités dans le domaine des «smart buildings» sont épuisées (AES, 2012 b). Dans ce contexte, il peut s'avérer utile d'inciter à établir les prévisions de production les plus justes possibles (Frontier, 2013 a). La contribution des énergies renouvelables à la production d'énergie ne se traduit pas seulement par la quantité absolue générée, mais aussi par la qualité énergétique. Les technologies qui participent de façon significative à l'approvisionnement par leurs caractéristiques de production adaptées, telles que la pilotabilité et/ou la flexibilité, doivent être encouragées en conséquence.

Le fonctionnement des systèmes de l'économie électrique nécessite par ailleurs que le moment choisi pour les investissements tienne compte des besoins de capacités de l'ensemble du marché. En outre, des incitations doivent être mises en place pour récompenser la sélection optimale des technologies permettant l'injection la plus adaptée aux besoins et répondant le mieux aux attentes du marché (Frontier, 2013 a).

Sur le point 2: d'après la consultation sur la Stratégie énergétique 2050 (AES, 2013 a), donner la priorité à la garantie de la sécurité d'approvisionnement présuppose de prendre en compte le système de façon globale. Il faut un cadre réglementaire complet reliant entre eux les domaines de la production (pilotable et non pilotable), du stockage et des réseaux de façon à pouvoir assurer cette sécurité à tout moment. Cela signifie notamment que ces éléments doivent être développés de façon synchronisée et coordonnée. Il faut créer une sécurité juridique et inciter à mettre en place les smart meters et le smart grid, à développer le réseau et à le renforcer dans la perspective d'une production et d'un stockage décentralisés (AES, 2012 b). Les renforcements du réseau nécessaires à l'exploitation des nouvelles sources d'énergie renouvelables et les autres coûts d'intégration au système doivent à l'avenir être pris en compte dans le calcul de la RPC en fonction du principe de causalité. Le système de promotion ne peut être optimisé qu'en incluant tous les coûts pertinents. Les installations PV situées sur des sites de haute montagne peuvent par exemple générer des coûts importants de connexion au réseau et le kilowattheure produit peut s'avérer, malgré le rendement énergétique remarquablement supérieur, aussi cher que celui issu d'installations implantées dans des zones industrielles avec un rendement comparativement plus faible, mais des coûts de connexion nettement moins élevés. En outre, ces coûts doivent être affectés au fonds RPC et non plus comptabilisés parmi les frais généraux des services-système. Cette règle, qui ne doit s'appliquer qu'aux nouvelles installations dans le respect de la sécurité juridique, préserve de plus le principe d'injection existant, les coûts d'intégration au réseau étant supportés par la RPC via un supplément sur les rémunérations versées pour l'utilisation du réseau et n'étant pas considérés comme une composante des centrales (composante G). S'il ne faut pas déroger au principe d'injection, il est nécessaire

⁸ La motion 13.3749, «Les énergies renouvelables concourent à la sécurité d'approvisionnement» du 19 septembre 2013 d'Hans Killer va dans ce sens.

de vérifier le calcul des rémunérations versées au titre de l'utilisation du réseau au regard de la réglementation sur la consommation propre⁹ afin de se baser davantage sur la puissance.

3.2 Compétitivité de la grande hydraulique

Mesure / Requête adressée à la Confédération:

3. La compétitivité de la grande hydraulique doit être garantie au sein du marché européen, dont l'importance est déterminante. S'il s'avère impossible de supprimer les conséquences des distorsions du marché qui portent atteinte à la survie de la grande hydraulique, celle-ci devra également bénéficier de la promotion des énergies renouvelables afin de compenser les inconvénients de la concurrence européenne.

Argumentaire:

Sur le point 3: avec la force hydraulique, la Suisse détient une source d'énergie renouvelable locale précieuse, qui couvre aujourd'hui près de 60% de la production nationale. Comme nous l'avons montré au paragraphe 2.3, la rentabilité de certaines installations est cependant déjà menacée. Etant donné que les centrales de grande hydraulique permettent, par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelables, de produire du courant à prix avantageux, qui plus est pilotable et extrêmement flexible – notamment dans le cas des centrales à accumulation et de pompage-turbinage –, la compétitivité de cette énergie doit être garantie, tant sur le plan économique que sur celui de la technique d'approvisionnement. Compte tenu de la nécessaire protection du climat, la force hydraulique locale, particulièrement précieuse, ne saurait être supplantée par des centrales fossiles ou d'énergies renouvelables non pilotables bénéficiant d'une subvention (cf. 3.1). Par conséquent, le maintien et le développement de la force hydraulique suisse font partie des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération.

L'AES défend un marché sans distorsions ni subventions. Celui-ci apporte en effet à long terme – lorsque les émissions de CO₂ sont prises en compte – les meilleurs résultats (VSE 2012 b). Il existe en Suisse comme dans les pays voisins constituant des partenaires pertinents pour notre pays une volonté politique de promouvoir les énergies renouvelables par le biais de la RPC. La solution idéale, qui vise à mettre en place un marché sans distorsions ni subventions, ne peut donc être réalisée car elle reviendrait à supprimer la promotion en Suisse comme chez nos voisins. Puisque l'encouragement des énergies renouvelables au moyen de la RPC relève d'une volonté politique (deuxième solution à privilégier), il doit éviter au maximum les distorsions et discriminations afin que les installations de production à partir de sources d'énergie renouvelables les plus efficaces soient mises en œuvre (cf. 3.1). Cela signifie que la promotion doit prendre en compte la force hydraulique dans son ensemble. Les centrales hydrauliques exploitent l'eau, source d'énergie renouvelable, en distinguant volontairement petite et grande hydraulique à l'aide de la puissance installée. Dans le cadre de la promotion, l'objectif devrait plutôt être d'affecter les fonds de la façon la plus optimale qui soit et d'encourager la meilleure exploitation possible du point de vue de la sécurité d'approvisionnement (cf. 3.1). L'intégration de la force hydraulique à la promotion pourrait permettre de maintenir la compétitivité de cette énergie si l'effet de distorsion de l'encouragement des énergies renouvelables à l'étranger ne parvient pas à être éliminé en

⁹ Initiative parlementaire 12.400 «Libérer les investissements dans le renouvelable sans pénaliser les gros consommateurs» et message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral du 4 septembre 2013

temps utile. La généralisation de la promotion de la grande hydraulique s'écarter de l'exigence formulée dans la prise de position de l'AES relative à la promotion des énergies renouvelables (point d, AES, 2012 c). Celle-ci comporte une requête demandant d'accroître l'encouragement d'une puissance de 10 à 20 mégawatts. Toutefois, les dernières évolutions (cf. 1) justifient une remise en question de ces limites.¹⁰

3.3 Marché intérieur de l'UE et mécanismes de capacité

Mesure / Requête adressée à la Confédération:

4. Il faut créer des conditions de marché eurocompatibles pour tous les acteurs du secteur et intégrer la Suisse au marché intérieur de l'UE via un accord sur l'énergie.

5. En vue de l'intégration de la Suisse au marché intérieur de l'UE, il convient de coordonner le développement des réseaux de transport avec l'UE via un schéma directeur.

6. En cas d'introduction de mécanismes de capacité harmonisés au sein de l'UE ou dans des pays voisins constituant des partenaires pertinents pour l'échange d'électricité, la Suisse doit

- a. participer à la définition des modalités correspondantes et,
- b. le cas échéant, examiner la pertinence et le contenu de sa participation à ces mécanismes de capacité.

7. Pour la Suisse, il convient d'appliquer les critères suivants dans le cadre de la collaboration à un mécanisme de capacité (6.a) ou de veiller à leur respect dans le cas où une participation serait décidée (6.b): absence de discrimination, prise en compte des objectifs de politique énergétique liés au climat par le biais d'une taxation efficace des émissions de gaz à effet de serre, adaptabilité, réversibilité, adéquation avec le marché, respect du principe de subsidiarité et intervention réduite de l'Etat (cf. paragraphe 3.3).

Argumentaire:

Sur le point 4: conformément aux Positions et arguments concernant la Stratégie énergétique 2050 (AES, 2012, b), le prix du marché doit servir d'orientation à tous les acteurs du marché, qui exploiteront largement les forces du marché (signaux tarifaires, allocation des ressources, etc.). Cela signifie entre autres qu'il faut viser la formation de l'élasticité-prix de la demande. Dans sa prise de position sur l'ouverture totale du marché (AES, 2013 b), l'AES se prononce en faveur de celle-ci sous certaines conditions. L'une d'entre elles concerne le fait que des exigences minimales mais durables offrent une sécurité juridique élevée. Ces exigences réglementaires doivent se limiter à l'exploitation du réseau. Enfin, le modèle de l'approvisionnement en électricité garanti (art. 7 LApEI) ne doit pas faire l'objet d'une régulation, mais être axé sur le marché.

Ce principe économique de base doit garantir l'eurocompatibilité, un aspect crucial pour la Suisse, dans la mesure où elle dépendra considérablement de l'UE en matière d'approvisionnement en énergie pendant la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 de la

¹⁰ Si la décision de principe 3.2 est prise, la promotion doit être déterminée au cas par cas: l'octroi des subventions doit p. ex. être basé sur le fait que l'énergie produite est issue de flux naturels, dans l'esprit de la procédure applicable au marquage de l'électricité. Cela signifie que l'énergie utilisée pour faire fonctionner les pompes doit être déduite des valeurs indiquées (Office fédéral de l'énergie (2012 c)).

Confédération (cf. AES, 2012 (a), p. 99 ss). Dans la perspective des négociations relatives à un éventuel accord sur l'énergie avec l'UE, les centrales à accumulation et de pompage-turbinage existantes et futures peuvent être un atout. Une étude (Office fédéral de l'énergie, 2011, p. 133) souligne ainsi que grâce aux capacités de stockage de l'énergie hydraulique, la Suisse présente un potentiel intéressant pour la mise à disposition d'énergie de réglage dans le cadre d'une production internationale d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Il est recommandé de mettre en avant ces capacités en énergie de réglage lors des négociations pour obtenir des objectifs de consolidation plus avantageux.

Sur le point 5: il faut mettre en place l'infrastructure nécessaire pour effectuer les échanges d'électricité avec l'UE ou avec des partenaires commerciaux judicieux pour la Suisse (cf. 0). Cette exigence a été formulée à plusieurs reprises par le Conseil fédéral (notamment par le DETEC, 2013¹¹) et par Swissgrid.

Sur le point 6: si des mécanismes de capacité harmonisés sont introduits au sein de l'UE ou dans les pays voisins constituant des partenaires pertinents pour l'échange d'électricité, les pics tarifaires seront réduits sur le marché de l'électricité qui concerne la Suisse. Sans accord correspondant, les centrales suisses ne peuvent cependant contribuer à ces marchés de capacité ni générer aucune recette via des paiements de capacités. Il convient donc de se demander, au regard de ces répercussions et des autres, si la Suisse doit participer à d'éventuels mécanismes de capacité de l'UE ou à ceux des pays voisins constituant des partenaires pertinents. Cela pourrait par exemple lui permettre de participer à un marché de capacité décentralisé, comme le lui propose le BDEW (BDEW 2013 c; cf. 2.6.1). Il faut alors considérer le fait que les mécanismes de capacité représentent une lourde intervention sur le marché, dont l'ampleur des conséquences ne peut être anticipée complètement.

Sur le point 7: dans le cadre de l'introduction de mécanismes de capacité, il convient de respecter les critères suivants:

- Absence de discrimination: les fournisseurs suisses et étrangers doivent lutter à armes égales, ce qui garantit à long terme l'allocation la plus efficace des fonds.
- Prise en compte prioritaire des objectifs de politique climatique liés au climat par le biais d'une taxation efficace des émissions de gaz à effet de serre: un régime des émissions de CO₂ insuffisant recèle le risque que, dans le cas d'une participation à un marché de capacité de l'UE, les pics de demande en Suisse soient de plus en plus couverts par des installations de production étrangères utilisant des sources d'énergie fossiles. Eu égard à la protection du climat, il convient de rejeter en bloc cette possibilité, les centrales à accumulation et de pompage-turbinage offrant une alternative écologique. La participation à un marché de capacité exige ainsi une meilleure internalisation des effets néfastes des gaz à effet de serre imputables à la production d'électricité à partir de sources fossiles (cf. p. ex. Parlement européen, 2013).
- Adaptabilité et réversibilité: toute ingérence dans le fonctionnement actuel du marché de l'électricité déclenche des interactions entre les différents éléments du système, qui sont très difficiles à prévoir avec précision à l'avance. Qui plus est, avec ou sans mécanisme

¹¹ L'intégration du réseau électrique suisse au réseau européen a notamment été abordée dans ce cadre.

de capacité, l'évolution du marché de l'électricité continuera d'être dynamique, qu'elle soit déterminée par le progrès technique ou par des bouleversements sociaux ou économiques. Un mécanisme de capacité doit donc pouvoir être s'adapter à de nouvelles exigences ultérieurement à son introduction, voire être supprimé si nécessaire.

- Adéquation avec le marché: les avantages du mécanisme de marché en termes d'efficacité sont indéniables. La mission centrale du marché de l'électricité est d'équilibrer l'offre et la demande, les prix devenant le principal signal de pénurie. Selon l'approche dynamique, à long terme, la concurrence - vue comme un «processus de découverte» - conduit elle aussi à des avancées en termes d'efficacité. Par conséquent, le législateur vise un «marché de l'électricité axé sur la concurrence» (art. 1, al. 1 LApEI) afin notamment de favoriser l'innovation dans le secteur de l'électricité et la croissance de l'économie suisse dans son ensemble (Conseil fédéral, 2004, p.1642). L'orientation marché, également préconisée par l'AES (AES, 2010), doit être préservée au maximum.
- Principe de subsidiarité: les acteurs du secteur de l'énergie connaissent bien les spécificités et les défis liés à l'approvisionnement en électricité et sont à même d'élaborer des solutions pragmatiques. Ces connaissances doivent être exploitées au mieux en appliquant également le principe de subsidiarité au mécanisme de capacité, puisqu'il a fait ses preuves par le passé dans d'autres domaines.
- Intervention réduite de l'Etat: plus le mécanisme de capacité est complet, plus la complexité et le risque d'erreurs augmentent (Frontier, 2013 (a), p. 11). Il faut donc privilégier les solutions présentant un degré d'intervention réduit. Qui plus est, les interventions de l'Etat provoquent généralement des distorsions de marché, avec des répercussions négatives sur l'ensemble de l'économie, qui nécessitent à leur tour de nouvelles interventions de l'Etat.

4. Textes de référence

BDEW (2012): *Strategische Reserve – BDEW legt Vorschlag für eine Brückenlösung vor*, communiqué de presse du 1^{er} octobre 2012.

BDEW (2013 a): *Erneuerbare Energien und das EEG – Fakten, Zahlen, Graphiken*, 2013.

BDEW (2013 b): *BDEW-Statement zur Eiszeit beim Neubau von Kraftwerken*, communiqué de presse du 16 juillet 2013.

BDEW (2013 c): *Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende*, prise de position, Berlin, le 18 septembre 2013.

Office fédéral de l'énergie (2000): *Principes de calcul des coûts de production des petites centrales hydrauliques selon l'art. 7, al. 4 LEn*.

Office fédéral de l'énergie (2011): *Szenarien für die EU-RES-Zielerreichung durch die Schweiz* (en allemand uniquement).

Office fédéral de l'énergie (2013 a): *Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse*, version au 1.1.2013.

Office fédéral de l'énergie (2013 b), *Statistique suisse de l'électricité 2012*.

Office fédéral de l'énergie (2012 c): *Guide du marquage de l'électricité. Aide à l'exécution*, destinée aux entreprises d'approvisionnement en électricité, concernant les dispositions relatives au marquage de l'électricité (5a LEn, art. 1a-1c et appendice 4 OEn). Version 4.1 de janvier 2012.

Office fédéral allemand des cartels: *Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromhandel – Bericht gemäss § 32e Abs. 3 GWB.*

Bundesnetzagentur 2012: *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012*, Bundesnetzagentur, 3 mai 2012.

Conseil fédéral (2004): Message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi sur l'approvisionnement en électricité.

Ernst Basler + Partner (2009): *Überblick finanzielle Kenngrössen der Schweizer Wasserwirtschaft*. Office fédéral de l'environnement (en allemand et en anglais).

Parlement européen (2013):

Le SCEQE est l'un des principaux outils utilisés par l'Union européenne (UE) afin d'opérer les importantes réductions des émissions de gaz à effet de serre nécessaires pour lutter contre les dangers du changement climatique et instaurer une économie exempte d'émissions de CO². L'UE prévoit une réforme structurelle et une révision du SCEQE. Communiqué du 3 juillet 2013.

Frontier (2013 a): *Strommarktdesign in der Schweiz – Welche Lehren bieten internationale Erfahrungen?*

Frontier (2013 b): *Strommarktdesign in der Schweiz – Welche Lehren bieten internationale Erfahrungen?* Atelier final avec AES

KWO (2013): *Geschäftsjahr 2012 – Schwieriges Marktumfeld erfordert Anpassungen an Investitionsprojekten*, communiqué de presse du 20 juin 2013 (disponible également en anglais).

Oesterreichs Energie (2013): Base de discussion en vue d'une prise de position sur l'évolution actuelle des mécanismes de capacité.

Oesterreichs Energie, BDEW, AES (2013): Initiative des pays alpins en matière d'énergie: D-A-CH (Allemagne, Autriche, Suisse)

DETEC (2013): La politique énergétique au centre des discussions entre la conseillère fédérale Doris Leuthard et ses homologues allemands, communiqué de presse du 14 février 2013.

AES (2010): Document thématique 1: Objectif d'un marché de l'électricité ouvert et euro-compatible.

AES (2012 a): Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur - Rapport global.

AES (2012 b): Positions et arguments concernant la Stratégie énergétique 2050, 7 mars 2012.

AES (2012 c): Prise de position sur la promotion des énergies renouvelables, 15 mai 2012.

AES (2013 a): Procédure de consultation sur la Stratégie énergétique 2050, 25 janvier 2013.

AES (2013 b): Révision de la position de l'AES sur l'ouverture totale du marché, 24 mai 2013.

5. Abréviations utilisées

Avant-projet de révision de la LEné: modification de la loi sur l'énergie, LEné, RS 730.0, avant-projet du 28 septembre 2012

LEné: loi sur l'énergie du 26 juin 1998, RS 730.0

RPC: rétribution à prix coûtant du courant injecté