

Office fédéral de l'énergie  
Division Efficacité énergétique et  
énergies renouvelables  
Service de coordination  
3003 Berne

Par voie électronique à: [EnG@bfe.admin.ch](mailto:EnG@bfe.admin.ch)

6 juillet 2020

Nadine Brauchli, ligne directe +41 62 825 25 10, [nadine.brauchli@strom.ch](mailto:nadine.brauchli@strom.ch)

## Prise de position concernant la révision de la Loi sur l'énergie

Mesdames, Messieurs,

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) vous remercie pour la possibilité qui lui est donnée de prendre position sur les modifications et les nouveautés proposées dans le cadre de la révision de la Loi sur l'énergie. Elle se prononce comme suit.

### Récapitulatif des principales requêtes de l'AES

#### Sécurité d'approvisionnement:

- Pour pouvoir atteindre une sécurité de l'approvisionnement en électricité qui soit élevée à long terme, une production indigène suffisante est primordiale.
- Il faut des incitations supplémentaires en dehors des marchés de gros pour le maintien de la production à long terme et pour la construction de nouvelles installations dans le pays. La poursuite des mesures d'encouragement constitue la voie pragmatique pour ce faire. Les incitations doivent se concentrer sur la production hivernale.
- Les mesures d'encouragement figurant dans la Loi sur l'énergie doivent être conçues de telle sorte que les objectifs et les valeurs indicatives puissent être atteints. Les objectifs des instruments figurant dans la Loi sur l'énergie et de ceux figurant dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité doivent se compléter.
- Il incombe à la Confédération de définir des critères quantitatifs et des valeurs indicatives pour la sécurité d'approvisionnement. Une vue d'ensemble et une stratégie globale concernant les objectifs et les mesures doivent être présentées.
- Outre l'encouragement des énergies renouvelables, de nombreuses autres mesures doivent être prises pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

#### Encouragement des énergies renouvelables:

- La transformation des valeurs de référence en valeurs cibles contraignantes et l'orientation du dispositif d'encouragement vers l'horizon 2035 sont accueillies favorablement.

- L'introduction d'appels d'offres est considérée comme positive, car il s'agit d'un instrument concurrentiel. L'instrument des appels d'offres ne devrait pas être limité d'emblée aux grandes installations photovoltaïques, mais aussi être appliqué pour l'hydraulique ainsi que pour les grandes installations des autres technologies telles que l'éolien ou la biomasse.
- Sur le principe, les appels d'offres peuvent aussi bien se rapporter à la capacité qu'à l'injection. Il convient d'analyser les différentes variantes envisageables pour concevoir les appels d'offres. Leur effectivité pour les investissements et leurs répercussions pour les consommateurs finaux doivent être mises en évidence.
- Les appels d'offres doivent tenir compte du moment où a lieu la production (surtout en hiver) et de la pilotabilité des installations.
- Il faut conserver la distinction entre grandes et petites installations. Pour les installations de petite taille, il convient de maintenir la rétribution unique (sans appels d'offres). Celles-ci doivent pouvoir participer aux appels d'offres via le regroupement de plusieurs petites installations (groupes d'installations).
- Les obligations de reprise et de rétribution doivent être transférées à un organe central indépendant. Le taux de rétribution doit être uniforme dans toute la Suisse et se baser sur le prix du marché.
- Une activité d'investissement plus forte en Suisse nécessite une procédure de pesée des intérêts qui soit fiable et qui se déroule dans des délais prévisibles. Des pistes de solution et des standards de procédure correspondants sont ainsi requis.

Réglementation transitoire:

- Le passage du cadre actuel aux nouvelles réglementations doit être réglementé. Les réglementations en vigueur, telles que l'écoulement prioritaire des énergies renouvelables – y. c. la grande hydraulique – dans l'approvisionnement de base, la prime de marché et la rétribution d'injection doivent s'appliquer au moins jusqu'à leur remplacement équivalent via la révision de la Loi sur l'énergie, ou jusqu'à l'ouverture complète du marché.

## 1 Remarques introductives concernant la sécurité d'approvisionnement

### Poursuite des mesures d'encouragement pour une production indigène appropriée

La garantie d'une production indigène appropriée constitue un élément essentiel pour disposer d'une sécurité élevée de l'approvisionnement en électricité à toutes les saisons. Un degré de production propre (petites et grandes installations) comparable à la situation actuelle sert de garantie contre le risque futur de possibilités d'importation insuffisantes. L'AES a présenté en détail les raisons à cela dans sa prise de position sur la révision de la LApEI<sup>1</sup>. L'AES salue donc l'intention du Conseil fédéral de garantir sur le long terme la sécurité de planification et les incitations à investir dans le développement de la production d'électricité renouvelable indigène.

<sup>1</sup> Prise de position de l'AES concernant la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité du 23 janvier 2019; <https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel>

Le marché de gros transfrontalier n'est pas en mesure d'émettre des signaux adéquats pour donner l'impulsion aux investissements nécessaires. Il faut des conditions-cadre qui offrent des incitations supplémentaires pour le maintien à long terme de la production existante et la construction de nouvelles installations dans le pays – en respectant les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique. Pour ce faire, l'AES continue de privilégier un système incitatif. Vu la réalité politique, l'AES considère néanmoins que la poursuite de mesures d'encouragement constitue une voie pragmatique et salue que le Conseil fédéral veuille l'emprunter.

Depuis toujours, la Suisse présente un déficit structurel pendant la saison froide. Celui-ci va encore s'accroître suite à la sortie du nucléaire et à l'électrification qui jouera un rôle central dans le cadre de la décarbonisation (pompes à chaleur et électromobilité). Les incitations doivent donc se concentrer sur la production hivernale. La contribution hivernale doit par conséquent servir de critère pour l'allocation de contributions d'encouragement. Ces dernières peuvent par exemple être différenciées en fonction du profil d'injection saisonnier. En complément, on pourrait aussi examiner la possibilité de faire appel au critère de la disponibilité saisonnière de la production lorsqu'il s'agit de prioriser certaines installations et de leur accorder un intérêt national. Les incitations doivent alors être conçues de telle sorte que les objectifs définis puissent être atteints.

### **La Loi sur l'énergie et la Loi sur l'approvisionnement en électricité doivent se compléter**

Selon ses décisions du 3 avril 2020, le Conseil fédéral envisage d'introduire, outre la réserve de stockage déjà annoncée, un instrument supplémentaire au niveau de la LApEI, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, une modification de l'art. 9 LApEI doit permettre de lancer des appels d'offres supplémentaires afin d'augmenter les capacités de production d'électricité renouvelable en Suisse s'il y a des raisons de penser que la sécurité d'approvisionnement est menacée pendant les mois d'hiver. Afin de pouvoir réaliser une évaluation plus précise, une présentation plus détaillée de cet instrument et de ses objectifs est nécessaire dans le cadre du message. Sur le principe, l'AES voit d'un œil favorable la mesure prévue et le fait qu'elle se concentre sur les énergies renouvelables. Néanmoins, il faudrait prendre en considération le fait que la production d'électricité centralisée et décentralisée basée sur le gaz (CCC, cogénération ou CCF) puisse être une option subsidiaire du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Pour l'AES, il est important que les objectifs des instruments figurant dans la Loi sur l'énergie et de ceux figurant dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité se complètent. Des chevauchements et des interactions doivent être évités: alors que les mesures d'encouragement dans la LENE doivent être conçues de telle sorte que les objectifs puissent être atteints, la mesure prévue dans la LApEI doit constituer un filet de sécurité pour la sécurité d'approvisionnement. Des solutions d'urgence sur la base de l'art. 9 LApEI ne doivent donc être appliquées que si toutes les autres options ont été épuisées. Le développement des capacités, nécessaire de toute façon, doit ainsi être piloté via la Loi sur l'énergie et ne devrait pas être reporté sur d'autres canaux de financement. Une délibération parallèle des révisions de la Loi sur l'énergie et de la Loi sur l'approvisionnement en électricité contribuerait à garantir cela.

### **Stratégie globale et définition de critères et de valeurs indicatives**

Il incombe désormais à la Confédération de définir des critères quantitatifs et des valeurs indicatives en conséquence pour la sécurité d'approvisionnement. Suite aux propositions du Conseil fédéral dans le cadre de la Loi sur l'énergie (mesures d'encouragement et valeurs cibles énergies renouvelables) et de la Loi sur l'approvisionnement en électricité (réserve de stockage et appels d'offres selon l'art. 9), différents éléments

se trouvent en discussion. Il manque cependant une vue d'ensemble et une stratégie globale. L'AES attend dès lors du Conseil fédéral qu'il présente dans son message le contexte ainsi que ses objectifs et intentions. Ce faisant, il doit prendre en compte et mettre en évidence les risques et les coûts que la population et l'économie doivent assumer.

L'AES recommande de fixer les objectifs de telle sorte que la Suisse présente à tout moment de l'année une capacité d'auto-approvisionnement d'au moins 14 jours. Pour le moment, il faut continuer à accorder une attention particulière à la fin de l'hiver, lorsque le niveau des lacs de retenue est systématiquement bas et qu'en même temps, il y a un risque de coïncidence entre l'absence de production solaire et éolienne et une vague de froid. De même, il faut s'assurer que la part moyenne d'auto-approvisionnement (c-à-d. part de la production nationale nette dans la consommation nationale) pendant le semestre hivernal ne tombe pas en dessous de 80% pendant cinq années consécutives<sup>2</sup>. L'EiCom recommande elle aussi qu'«une part substantielle de la production hivernale précédemment assurée par les centrales nucléaires continue d'être produite en Suisse»<sup>3</sup>. Selon l'EiCom, la production propre devrait «être dimensionnée de telle sorte à pouvoir maintenir les importations hivernales sous le seuil de 10 TWh»<sup>4</sup>. Cela correspond à peu près à la part moyenne d'auto-approvisionnement de 80% proposée par l'AES. L'EiCom demande ainsi des «incitations pour le maintien d'une production indigène (hivernale) suffisante»<sup>5</sup> et «considère qu'il est indispensable de pourvoir, par des mesures adéquates, à une augmentation de la production hivernale indigène comprise entre 5 et 10 TWh»<sup>6</sup>.

### L'encouragement à lui seul ne suffit pas

Enfin, l'AES signale qu'un encouragement des énergies renouvelables ne suffit pas à lui seul à garantir la sécurité d'approvisionnement. À cet effet, de nombreuses autres mesures doivent être prises notamment pour garantir la sécurité du réseau ainsi que les possibilités d'importation et d'exportation, pour intégrer les consommateurs finaux au système énergétique et pour faciliter les approches intersectorielles.

- La sécurité d'approvisionnement nécessite également la sécurité du réseau. Celle-ci requiert une intégration technique au réseau des énergies renouvelables dans le système global, qui repose quant à elle sur une transformation et un développement du réseau électrique en temps utile. Le besoin de développement du réseau peut être nettement réduit grâce à la possibilité de gérer l'injection et la charge («peak shaving»). Une telle mesure doit accompagner le développement de l'injection décentralisée.
- Le maintien de l'échange d'importance systémique avec les pays voisins joue aussi un rôle central pour la sécurité d'approvisionnement. Une intégration technique et commerciale aussi peu limitée que possible au contexte européen présuppose qu'un accord sur l'électricité soit conclu. On attend cependant encore des analyses approfondies de la Confédération sur les répercussions d'une absence d'accord sur l'électricité.

<sup>2</sup> Ces valeurs cibles de l'AES ne constituent pas des grandeurs de l'économie énergétique déduites de manière précise; il s'agit plutôt de valeurs qui découlent du passé et pour lesquelles l'AES opte afin de se prémunir contre le risque d'une capacité d'exportation en diminution de la part des pays adjacents.

<sup>3</sup> La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2018, rapport de l'EiCom, 2018; page 60; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2018/La%20s%C3%A9curit%C3%A9%20d%E2%80%99approvisionnement%20en%20%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>

<sup>4</sup> Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée, document de référence de l'EiCom, 2020; page 9; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2020/grundlagenpapierwinterproduktion.pdf>

<sup>5</sup> Rapport d'activité de l'EiCom 2019; page 64; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf>

<sup>6</sup> Communiqué de presse de l'EiCom du 4 juin 2020; <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/medienmitteilungen.msg-id-79322.html>

- Une intégration des consommateurs finaux contribue elle aussi à la sécurité d’approvisionnement. Ceux-ci disposent d’un potentiel de flexibilité qui leur confère la possibilité de piloter leur consommation. En s’adaptant à la situation côté offre, ils peuvent apporter une contribution active au système énergétique. Les mesures d’efficacité énergétique et d’économie d’énergie soutiennent elles aussi la sécurité d’approvisionnement en réduisant la hausse de la demande.
- Les dispositifs de stockage jouent un rôle de plus en plus important pour l’équilibre du système énergétique. À côté de l’hydraulique, d’autres technologies de stockage seront exploitées à l’avenir. Les conditions régulatrices actuelles engendrent cependant de grands obstacles à l’utilisation de nouveaux systèmes de stockage. Pour autant qu’ils satisfassent aux mêmes exigences, tous les systèmes doivent être traités de la même façon.
- Enfin, le couplage des secteurs peut contribuer à la sécurité d’approvisionnement dans le sens où le gaz de synthèse ou le biogaz peut être utilisé de manière ciblée pour le stockage d’énergie, pour la production hivernale et pour couper les pointes de charge. Les propositions du Conseil fédéral sur les différents projets législatifs se situent toujours dans les limites respectives du système. À l’avenir, il faudra toutefois miser davantage sur des approches intersectorielles, et ce en prenant en compte la contribution de la chaleur renouvelable ainsi que des installations de gaz et de biomasse renouvelables à l’approvisionnement énergétique, en accord avec les objectifs climatiques.

## 2 Remarques concernant l’encouragement des énergies renouvelables

### Des mesures et des objectifs contraignants axés sur le long terme pour améliorer la sécurité de planification

L’AES accueille favorablement la transformation des valeurs de référence en valeurs cibles contraignantes à l’échelon de la loi. Ces valeurs cibles améliorent la sécurité de planification et permettent le pilotage du développement de la production indigène conformément aux objectifs. L’AES considère qu’il est cohérent et juste d’orienter la trajectoire vers l’horizon 2035 pour toutes les technologies. Sur le principe, il est ainsi pertinent d’ancrer également dans la loi le dispositif d’encouragement avec cet horizon temporel et de présenter une perspective à plus long terme grâce à la fixation d’objectifs de développement à l’horizon 2050.

Dans ses explications, le Conseil fédéral fait remarquer que, par rapport aux calculs de 2013, les travaux en cours sur les perspectives énergétiques indiquent pour 2050 des besoins en électricité sensiblement plus élevés et que les objectifs de production fixés dans la Loi sur l’énergie devraient ainsi être environ 50% plus élevés<sup>7</sup>. La définition des objectifs et des mesures devrait être revue à la lumière de ces résultats.

### Appels d’offres pour toutes les technologies en vue d’un encouragement efficace en termes de coûts

L’AES considère l’introduction d’appels d’offres comme positive, car il s’agit d’un instrument concurrentiel. Les expériences venant de l’étranger illustrent l’utilité des appels d’offres pour le calcul des contributions d’encouragement. Grâce aux appels d’offres, les contributions d’encouragement par kilowattheure peuvent être réduites, de sorte que davantage d’énergies renouvelables peuvent être développées avec les aides

<sup>7</sup> Rapport explicatif relatif au projet mis en consultation; page 13

limitées. Par ailleurs, les appels d'offres présentent l'avantage qu'ils sont plus simples à gérer que des contributions d'encouragement administrées, dont le montant est calculé sur la base de la situation individuelle en termes de coûts et de rendement. L'instrument des appels d'offres ne devrait donc pas être limité d'emblée aux grandes installations photovoltaïques. Dans la mesure où il existe suffisamment de projets, les appels d'offres devraient aussi être appliqués à l'hydraulique, ainsi qu'aux grandes installations des autres technologies telles que l'éolien ou la biomasse.

À un niveau détaillé, différentes variantes se présentent pour concevoir les appels d'offres. Sur le principe, ceux-ci peuvent se rapporter à la capacité ou à l'injection. Des appels d'offres pour des contributions d'investissement ou pour des primes de marché glissantes sont en discussion. Les deux modèles présentent des avantages. Les différentes variantes envisageables doivent être analysées par le Conseil fédéral. Leur effectivité pour les investissements et leurs répercussions pour les consommateurs finaux doivent être mises en évidence.

Comme évoqué plus haut, l'approvisionnement hivernal représente un défi pour la Suisse. La production des énergies renouvelables pendant le semestre d'hiver est d'autant plus importante. C'est pourquoi le système d'appels d'offres doit se concentrer sur la contribution apportée à la production en hiver ainsi que sur la pilotabilité des installations. La production hivernale doit être prévalente dans l'appréciation et être rétribuée de manière plus élevée qu'une contribution estivale.

### **Distinguer les grandes et les petites installations**

Il faut continuer de distinguer les grandes installations et les petites installations. Pour les installations de petite taille, il faut maintenir les rétributions uniques (sans appels d'offres), car il s'agit là, pour les petits producteurs, d'un système établi, bien rodé et efficace en termes de gestion administrative. La rétribution unique devrait être conçue de telle sorte que pour le photovoltaïque, les surfaces des toits soient utilisées au maximum. En outre, il faudrait aussi examiner pour toutes les technologies si davantage d'incitations pour la production hivernale pourraient être créées. Parallèlement, il doit être possible de commercialiser ensemble plusieurs petites installations (groupes d'installations), de manière à ce que celles-ci puissent entrer ensemble dans la catégorie des grandes installations et prendre part à la procédure d'appels d'offres.

La limite entre les grandes et les petites installations ne doit être fixée qu'au niveau de l'ordonnance, et non au niveau de la loi. Cela crée davantage de flexibilité et donne au Conseil fédéral la possibilité de mieux équilibrer la répartition. L'AES plaide de manière générale pour ne fixer que des principes, des valeurs repères et des méthodes dans la loi, et pour régler les détails au niveau de l'ordonnance. Cela facilite les modifications nécessaires après examen régulier, la sécurité juridique et de planification devant cependant être préservée dans cette démarche.

### **Le maintien de la production existante est indispensable pour atteindre les objectifs**

Les nouveaux investissements dans la production d'électricité ne sont pas les seuls à contribuer aux objectifs formulés dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050; les renouvellements d'installations existantes de production d'énergies renouvelables y participent de façon tout aussi importante. Sur le principe, ils doivent donc être soutenues de manière comparable. Par conséquent, l'AES rejette l'exclusion prévue des investissements de rénovation dans l'hydraulique.

L'hydraulique constitue aujourd'hui la colonne vertébrale de l'approvisionnement suisse en électricité et fournit de loin la majeure partie de la production renouvelable. Son potentiel est largement épuisé: l'OFEN évalue le potentiel de réalisation comme positif pour seulement 11 des projets connus, même dans des conditions d'utilisation optimisées<sup>8</sup>. Parallèlement, l'OFEN estime que le potentiel de production des rénovations et des agrandissements est plus élevé que celui des nouvelles installations<sup>9</sup>. Pour ces raisons, et au vu de son importance systémique, il faut viser non seulement le développement de l'hydraulique, mais aussi et surtout le maintien de la production existante.

Contrairement à ce qui figure dans le Rapport explicatif, aucune réelle rénovation dans les grandes installations hydrauliques n'est effectuée lorsque la rentabilité et les moyens ne sont pas suffisants. En cas de périodes de prix bas de plus longue durée, les investissements dans les rénovations ne peuvent pas être amortis et sont omis, au profit de réparations d'urgence. Cela va à la charge de la fiabilité des installations et, en fin de compte, de la sécurité d'approvisionnement. Outre cela, la charge due aux redevances, toujours aussi élevée et rigide, freine elle aussi les investissements dans les rénovations car, selon la situation de marché, elle peut entraver fortement la rentabilité de l'hydraulique et la désavantager par rapport au courant importé. Une flexibilisation de la redevance hydraulique reste donc un facteur central pour l'hydraulique. La majorité des centrales hydroélectriques existantes se verront confrontées au renouvellement de leur concession durant les trois prochaines décennies. L'indemnisation de la valeur résiduelle lors des négociations sur l'indemnisation de renonciation au droit de retour est cependant synonyme de grandes incertitudes. C'est aussi pour cette raison que les investissements de rénovation dans l'hydraulique sont limités au minimum nécessaire.

Pour toutes ces raisons, les rénovations d'installations existantes ne peuvent pas être considérées comme garanties. Cependant, tout comme les nouveaux investissements, elles constituent un élément central pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique. Si des renouvellements de concessions ordinaires et des renouvellements de concessions précoces judicieux et souhaités par les cantons et les communes ont lieu, cela sert non seulement l'approvisionnement en électricité, mais aussi l'environnement, puisque la mise en œuvre des prescriptions en vertu de la Loi sur la protection des eaux peut ainsi se faire plus rapidement. Il faut par conséquent prévoir aussi à l'avenir des mesures qui garantissent la rénovation des installations existantes. Un éventuel produit standard renouvelable dans l'approvisionnement de base ne saurait satisfaire à cette exigence. Spécialement en cas d'ouverture complète du marché de l'électricité, la vente dans l'approvisionnement de base sera trop faible et trop incertaine pour envoyer les signaux espérés en faveur des investissements dans les énergies renouvelables indigènes et l'hydraulique en particulier.

### **Changement de système pour les obligations de reprise et de rétribution**

Selon ses décisions du 3 avril 2020, le Conseil fédéral veut poursuivre la mise en œuvre de l'ouverture complète du marché de l'électricité. Cela rend inévitable un changement de système concernant les obligations de reprise et de rétribution. Au vu des prescriptions de séparation des activités («unbundling»), la reprise d'électricité ne peut pas incomber au gestionnaire de réseau. De plus, les obligations de reprise et de rétribu-

<sup>8</sup> Potentiel hydroélectrique de la Suisse, Office fédéral de l'énergie, 2019; page 33; <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/58260.pdf>

<sup>9</sup> Communiqué de presse de l'Office fédéral de l'énergie du 2 septembre 2019; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-76258.html>

tion ne sont pas compatibles avec une ouverture complète du marché de l'électricité<sup>10</sup>. À l'avenir, la reprise et la rétribution ne peuvent donc plus rester du ressort de chaque gestionnaire de réseau de distribution, mais doivent être assumées par un organe central indépendant. Dans ce contexte, il faut en outre viser une rétribution uniforme pour toute la Suisse, qui se basera sur le prix du marché au moment de l'injection, comme le prévoit le Conseil fédéral. De plus, la reprise et la rétribution d'électricité font elles aussi partie du contexte global de l'encouragement et doivent être accordées avec les autres instruments.

### **Un encouragement réussi nécessite l'acceptation des installations**

Enfin, nous attirons l'attention sur le fait que la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique climatique ne pourra se faire qu'avec la contribution de toutes les technologies disponibles en Suisse. Ces dernières années, on a toutefois pu constater que les investissements avaient lieu davantage à l'étranger qu'en Suisse. Cela s'explique non seulement par la rentabilité moins attractive des installations, mais aussi par des obstacles d'ordre administratif qui résultent des procédures en plusieurs étapes, notamment pour l'énergie éolienne (aménagement du territoire et procédure d'approbation proprement dite). Souvent, on constate un manque d'acceptation par les personnes concernées ou certains groupements d'intérêts. Une activité d'investissement plus forte en Suisse nécessite donc une procédure de pesée des intérêts entre utilisation et protection qui se déroule dans des délais prévisibles et qui soit fiable quant à son contenu. Sans pistes de solution et standards de procédure correspondants, les objectifs fixés ne seront guère atteignables.

### **Réglementation transitoire jusqu'à l'entrée en vigueur du nouveau cadre**

Différentes mesures d'encouragement sont limitées à fin 2022, à savoir la rétribution de l'injection et la prime de marché pour l'hydraulique et, partant, l'écoulement prioritaire des énergies renouvelables y.c. la grande hydraulique dans l'approvisionnement de base (art. 31 LEn et art. 6, al. 5<sup>bis</sup> LApEI). Selon la perspective actuelle, la révision de la Loi sur l'énergie n'entrera vraisemblablement pas en vigueur en temps voulu au 1<sup>er</sup> janvier 2023. Il faut donc une réglementation transitoire dans le cadre de laquelle les mesures en vigueur seront prolongées jusqu'à l'entrée en vigueur de la Loi sur l'énergie révisée et jusqu'à leur remplacement par de nouveaux instruments au moins équivalents. La réglementation concernant l'approvisionnement de base est en outre liée aux modifications prévues dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité. Elle doit donc être poursuivie jusqu'à l'entrée en vigueur de l'ouverture complète du marché de l'électricité. Un changement de régime à plusieurs reprises dans l'approvisionnement de base peu avant l'ouverture du marché serait synonyme de grandes insécurités et de grande charge de travail, et doit donc, dans l'intérêt général, être évité.

## **3 Remarques concernant les modifications prévues dans le domaine de la LApEI**

Dans ses décisions du 3 avril 2020, le Conseil fédéral a posé différents jalons dans le domaine de la révision de la LApEI. L'AES a déjà pris position sur les propositions soumises dans le cadre de la consultation<sup>11</sup>. Dans

<sup>10</sup> Prise de position de l'AES concernant la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité du 23 janvier 2019; <https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel>

<sup>11</sup> *Idem*

différents domaines, le Conseil fédéral a maintenant laissé entrevoir des réglementations nouvelles ou modifiées, que l'AES commente ci-après.

### **Plateforme de données**

Comme elle l'a déjà indiqué dans sa prise de position du 23 janvier 2019, l'AES soutient la constitution d'une ou de plusieurs plateformes de données avec registre des points de mesure (plateformes de données light) en vue d'une ouverture complète du marché. Des initiatives de la branche de réaliser des plateformes de données sont déjà en cours. L'AES maintient sa requête selon laquelle il faut laisser de l'espace à des solutions subsidiaires avant toute intervention de la Confédération, comme l'a aussi prévu le législateur à l'art. 3 LApEI. De manière générale, il convient de privilégier de telles solutions par rapport à des prescriptions et directives étatiques. En outre, il est essentiel de garder la possibilité d'établir plusieurs plateformes de données. L'AES soutient la concurrence au niveau des plateformes de données, de sorte que les gestionnaires de réseau puissent choisir entre différents prestataires. Cela présuppose une communication standardisée (SDAT) entre les plateformes de données.

### **Électricité de proximité**

L'électricité de proximité sera possible dans la mesure où l'ouverture complète du marché sera mise en œuvre avec la prochaine révision de la LApEI, étant donné qu'à partir de ce moment, chaque consommateur final pourra choisir librement son fournisseur d'énergie, même s'il affiche une consommation annuelle inférieure à 100 MWh. L'électricité de proximité et des projets comparables rendent possible l'innovation. Ils fonctionnent ainsi comme un moteur pour de nouvelles approches orientées vers l'avenir, qui permettent notamment aussi une participation active des consommateurs finaux à l'approvisionnement énergétique. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, l'ensemble des niveaux de réseau sont nécessaires 24 heures sur 24 dans un réseau électrique, p. ex. pour le maintien de la tension et de la fréquence, et ce, également pour les périodes où l'électricité est produite au sein du même réseau local. En cas de consommation d'électricité de proximité, il convient d'en tenir compte également dans les coûts du réseau, et ce indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage. Les coûts générés par les participants à l'électricité de proximité ne doivent pas être reportés sur les autres clients d'un gestionnaire de réseau de distribution. De ce fait, l'AES rejette pour l'heure des tarifs de réseau spécifiques pour l'électricité de proximité. La tarification doit être revue de manière générale en fonction de la réalité actuelle<sup>12</sup>. Des modèles tarifaires appropriés doivent être examinés dans ce contexte global.

### **Espace non réglementé**

L'innovation requiert un environnement libéral, une condition à laquelle l'actuel cadre réglementaire dans le domaine de l'électricité, qui est restrictif tout particulièrement en ce qui concerne la tarification du réseau, ne satisfait pas. C'est pourquoi il faut de manière générale tendre vers une plus grande liberté pour les acteurs de la branche et créer, de façon ciblée, des marges de manœuvre pour des approches novatrices. En conséquence, l'AES soutient la possibilité de tester des modèles novateurs, en dérogation de la LApEI. Une

<sup>12</sup> Prise de position de l'AES concernant la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité du 23 janvier 2019; <https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel>

évaluation plus détaillée n'est toutefois possible que sur la base de propositions concrètes de la part du Conseil fédéral concernant les conditions-cadres qui régissent ces projets. De manière générale, l'AES estime que les projets qui font appel à un espace non réglementé doivent être limités géographiquement et temporellement, ils doivent être accompagnés par les autorités autant que nécessaire, et les enseignements qui en sont tirés doivent être publiés sous une forme appropriée. La charge administrative doit en outre être maintenue à un faible niveau.

## **Système de mesure**

Les résultats de la consultation sur la révision de la LApEI ont montré qu'une libéralisation partielle dans le domaine du système de mesure n'était pas près de rassembler une majorité. Au lieu de cela, le Conseil fédéral veut maintenant étudier une libéralisation complète. L'AES rejette toujours aussi bien une libéralisation partielle qu'une libéralisation plus étendue du système de mesure. Le système de mesure existant, autocentré, est cohérent en soi, efficace et raisonnable sur le plan réglementaire. Une libéralisation entraînerait en revanche une charge supplémentaire considérable. Les coûts macroéconomiques seraient supérieurs au potentiel de gain, comme le montrent les expériences faites dans d'autres pays (p. ex. en Allemagne).

Un fractionnement du système de mesure implique une régulation exhaustive et onéreuse. Une séparation des rôles entraîne par ailleurs des risques inutiles par rapport à la sécurité des données. La Stratégie énergétique 2050 oblige les gestionnaires de réseau à mettre en œuvre le déploiement de systèmes de mesure intelligents. Parallèlement, les coûts correspondants ont été attribués aux coûts du réseau, donc au monopole, par voie de loi et d'ordonnance. Les gestionnaires de réseau qui appliquent le mandat légal en toute bonne foi encourent le risque d'être confrontés à des coûts non amortissables en cas de libéralisation. En outre, les synergies entre mesure et gestion du réseau seraient entravées. Une libéralisation va ainsi à l'encontre des objectifs de la Stratégie énergétique 2050, car elle complique la mise en place de solutions Smart Grid et l'utilisation de synergies avec les réseaux de gaz ou de chauffage (couplage des secteurs) ainsi qu'avec l'approvisionnement en eau.

Les problèmes concernant la fixation des prix et la qualité des données énoncés par le Conseil fédéral pour motiver la libéralisation complète ne justifient pas une libéralisation partielle et l'extension de la réglementation. La surveillance du prix et de la qualité par l'EICom est d'ores et déjà possible: l'EICom peut intervenir par des mesures correctrices auprès des gestionnaires de réseau qui ne sont pas en mesure de mettre à disposition les données de mesure avec la qualité et la disponibilité requises et à des coûts raisonnables.

## **4 Requête relatives à certains aspects du projet**

### **4.1 Requête et remarques relatives au système d'encouragement**

#### **Appels d'offres**

L'AES renonce à formuler des requêtes à l'échelon de la loi concernant le système d'encouragement. À la place, elle demande au Conseil fédéral de revoir ses propositions en s'appuyant sur les point-clés suivants:

**Requête:**

- Il faut réaliser des appels d’offres pour l’encouragement de l’hydraulique et des grandes installations de toutes les autres énergies renouvelables. Les installations en dessous des valeurs seuil applicables, doivent pouvoir demander des rétributions uniques (sans procédures d’appels d’offres).
- La délimitation entre les installations avec et sans procédure d’appel d’offres ne doit être fixée qu’au niveau de l’ordonnance. Du point de vue de l’AES, il faut viser les valeurs seuil suivantes:
  - Photovoltaïque: appels d’offres à partir d’une puissance de 400 kWp
  - Énergie éolienne: appels d’offres à partir d’une puissance de 10 MW
  - Hydraulique: appels d’offres à partir d’une puissance de 1 MW pour les nouvelles installations, et à partir d’une puissance de 300 kW pour les installations faisant l’objet d’agrandissements ou de rénovations notables. En dessous de ces seuils, comme jusqu’à présent, aucun encouragement ne doit être accordé, pour des raisons écologiques.
- Conception des appels d’offres:
  - Les appels d’offres doivent tenir compte du moment où a lieu la production (surtout en hiver) et de la pilotabilité des installations.
  - Les petites installations doivent pouvoir participer aux appels d’offres via le regroupement de plusieurs petites installations (groupes d’installations).
  - Les enchères pour les installations avec consommation propre doivent en principe être réalisées séparément de celles pour les installations sans consommation propre. Dans la pratique, de nombreuses difficultés se posent toutefois quant à la délimitation des installations. Il est donc demandé au Conseil fédéral de présenter différentes options, avec leurs avantages et leurs inconvénients.
  - Sur le principe, les appels d’offres peuvent aussi bien se rapporter à la capacité qu’à l’injection. Il convient d’analyser les différentes variantes envisageables pour concevoir les appels d’offres. Leur effectivité pour les investissements et leurs répercussions pour les consommateurs finaux doivent être mises en évidence.
- Il faut analyser si des incitations différenciées en fonction du profil d’injection saisonnier peuvent être posées via un échelonnement des contributions d’encouragement dans la rétribution unique.
- Les rénovations doivent en principe également être encouragées afin de garantir le maintien de la production.

*Proposition subsidiaire:*

Si le Conseil fédéral devait renoncer à introduire des appels d’offres pour les autres installations hors grandes installations photovoltaïques, l’AES demande les modifications suivantes de l’art. 26:

***Proposition subsidiaire:***

**Art. 26 Contribution d’investissement allouée pour les installations hydroélectriques**

1 Une contribution d’investissement peut être sollicitée:

- a. pour les nouvelles installations hydroélectriques d’une puissance d’au moins 1 MW;
- b. pour les agrandissements notables d’installations qui présentent une puissance d’au moins 300 kW après l’agrandissement, et
- c. pour les rénovations notables d’installations d’une puissance d’au moins 300 kW et de 5 MW au plus.

- ~~2 La part de pompage-turbinage d'une installation ne donne aucun droit à une contribution d'investissement.~~
- ~~3 Pour les installations d'une puissance allant jusqu'à 10 MW, la La contribution d'investissement visée à l'al. 1, let. a et b, se monte à 60 % au plus des coûts d'investissement imputables; pour les installations d'une puissance supérieure à 10 MW et pour les rénovations visées à l'al. 1, let. c, elle se monte à 40 % au plus des coûts d'investissement imputables.~~
- 4 Une contribution peut être sollicitée pour les études de projet relatives à de nouvelles installations hydroélectriques ou à des installations hydroélectriques notablement agrandies répondant aux exigences de l'al. 1, let. a et b, ~~et 2~~. Cette contribution se monte à 40 % au plus des coûts d'étude de projet imputables et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1.
- 5 Les limites inférieures visées à l'al. 1 ne s'appliquent pas aux installations d'exploitation accessoire.
- 6 Le Conseil fédéral peut exempter d'autres installations hydroélectriques de la limite inférieure visée à l'al. 1, pour autant:
- qu'elles soient implantées sur des cours d'eau déjà exploités, et
  - qu'il n'en résulte aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique.
- 7 Le DETEC désigne les installations qui, en raison de leur importance pour la réalisation des objectifs visés à l'art. 2, al. 2, sont traitées en priorité pour l'octroi de la contribution visée à l'al. 1, let. a et b.

## Droit de participation aux enchères

Dans ses explications, le Conseil fédéral fait remarquer que seules les installations photovoltaïques prêtes à être réalisées ont la possibilité de participer aux procédures d'appels d'offres<sup>13</sup>. Cette condition semble très restrictive et doit être expliquée plus en détail dans le cadre du message. Dans le domaine du photovoltaïque, une esquisse du projet suffit pour la décision d'investissement, sans que l'installation doive déjà être développée jusqu'à la dernière vis. Il faut donc renoncer à l'exigence d'une élaboration complète et prête à construire d'une installation photovoltaïque. Une garantie de la part de l'entrepreneur que l'installation sera réalisée avec les taux d'encouragement correspondants devrait suffire.

## Coûts du projet

Nous saluons le fait que les responsables du projet se voient indemnisés d'une partie des coûts du projet même lorsque celui-ci ne peut en fin de compte pas être réalisé. Cela encourage l'initialisation de projets dont la faisabilité n'est pas certaine de prime abord. Cette réglementation doit valoir pour les installations éoliennes comme c'est le cas pour les centrales hydroélectriques et les installations de géothermie. Elles ont aussi des coûts de projet élevés et contribuent à la production hivernale.

### Requête:

#### **Art. 27a Contribution d'investissement allouée pour les installations éoliennes**

3 Une contribution peut être sollicitée pour la planification des projets de nouvelles installations éoliennes

<sup>13</sup> Rapport explicatif relatif au projet mis en consultation; pages 16-17

et pour les mesures du vent. Cette contribution se monte à 40 % au plus des coûts de planification du projet mesure du vent imputables et sera déduite d'une éventuelle contribution au sens de l'al. 1.

## 4.2 Requête et remarques concernant les obligations de reprise et de rétribution

Les obligations de reprise et de rétribution pour les gestionnaires de réseau de distribution sont incompatibles avec une ouverture complète du marché de l'électricité. C'est la raison pour laquelle l'AES s'oppose au maintien de ces obligations. Au lieu de cela, la reprise et la rétribution du courant doivent être assumées par un organe centralisé indépendant qui vendra sur le marché l'énergie reprise. La rétribution se basera sur le prix du marché au moment de l'injection.

Les valeurs de puissance pour les installations qui peuvent avoir recours aux obligations de reprise et de rétribution doivent être similaires aux limites appliquées dans la commercialisation directe. La formulation proposée s'appuie donc sur l'art. 21 LENE (Commercialisation directe). Une conception spécifique à chaque technologie est envisageable.

La réglementation pour le biogaz (art. 15, al. 1, let. b LENE) ne doit pas être supprimée. Ce thème fait partie du débat sur la Loi sur l'approvisionnement en gaz et doit être traité dans ce texte. La réglementation dans un article séparé facilite cela.

### Requête:

#### **Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution de l'électricité**

- 1 (nouveau) Un organe indépendant (organe de reprise) est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans toute la Suisse, l'électricité qui lui est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles.
- 2 (nouveau) L'organe de reprise est désigné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres. Le Conseil fédéral règle les modalités.
- 3 (nouveau) L'organe de reprise vend l'énergie reprise sur le marché.
- 4 (nouveau) Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si la commercialisation directe devait se traduire pour les exploitants par une charge disproportionnée, notamment pour les petites installations. Le Conseil fédéral règle les modalités.
- 5 (nouveau) La rétribution de l'électricité se fait sur la base du prix de marché de référence (art. 23).
- 6 Le présent article s'applique également lorsque le producteur bénéficie d'une contribution d'investissement au sens du chapitre 5. Il ne s'applique pas tant que le producteur participe au système de rétribution de l'injection (art. 19).

#### **Art. 15a (nouveau) Obligation de reprise et de rétribution du biogaz**

...

### 4.3 Requêtes et remarques concernant la gestion de l'injection

Une intégration des énergies renouvelables dans le système global est indispensable au développement réussi de cette production. Dans sa prise de position sur la révision de la LApEI<sup>14</sup>, l'AES a déjà signalé qu'un développement décentralisé à grande échelle des installations photovoltaïques entraînerait une extension du réseau disproportionnée d'un point de vue macroéconomique, dans la mesure où l'injection de la totalité de la production doit être garantie. Inversement, limiter l'injection dans le réseau proportionnellement à la puissance installée pour les installations photovoltaïques empêche des coûts élevés dus à l'extension subséquente du réseau. Une limitation à 70% diminue l'énergie injectée au total d'environ 3% au maximum, même sans dispositif de stockage local<sup>15</sup>. En contrepartie, les investissements nécessaires dans le réseau baissent considérablement.

Dans ses explications relatives à la consultation sur la révision de la LApEI, le Conseil fédéral a lui aussi présenté une telle mesure comme une option prometteuse. De plus, il propose d'accepter la motion 19.3755 «Intégrer de manière efficiente les énergies renouvelables dans les réseaux électriques», qui va dans la même direction et qui vient d'être adoptée par les Chambres fédérales<sup>16</sup>. L'AES maintient donc sa requête d'intégrer une telle réglementation de «peak shaving» dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité, à titre de mesure d'accompagnement pour l'encouragement des énergies renouvelables. Alternativement, un mécanisme basé sur des incitations financières serait aussi envisageable: l'allocation de contributions serait alors conditionnée par la limitation sans indemnisation de l'injection maximale dans le réseau à 70% de la puissance de crête, dans le but de décharger ce dernier.

#### Requête:

##### **Intégration d'une réglementation dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité:**

*(voir aussi requête de l'AES au sujet de l'art. 17b<sup>bis</sup>, al. 3 LApEI dans sa prise de position du 23 janvier 2019)*

L'injection dans le réseau issue d'installations de production d'énergie électrique à partir d'énergie solaire peut être réduite sans indemnité par le gestionnaire de réseau de l'ordre de 3 pour-cent au maximum de la quantité de production annuelle. À cet effet, les exploitants d'installations de plus de 30 kVA munissent leur point de raccordement d'équipements techniques qui permettent au gestionnaire de réseau de réduire à distance et à tout moment la puissance d'injection en cas de surcharge du réseau. L'injection de la puissance active jusqu'à et y compris 30 kVA doit être limitée à 70 pour-cent de la puissance installée.

*Proposition subsidiaire:*

##### **Art. 15 (LEne)**

7 Pour les installations photovoltaïques, la reprise de l'énergie se fait sans indemnisation, dans la mesure et tant que la puissance d'injection mesurée au point de raccordement au réseau dépasse une certaine part de la puissance installée des panneaux. Le Conseil fédéral règle les modalités.

<sup>14</sup> Prise de position de l'AES concernant la révision de la Loi sur l'approvisionnement en électricité du 23 janvier 2019; <https://www.strom.ch/fr/document/aes-revision-lapel>

<sup>15</sup> Chiffres pour le Plateau suisse: Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung, Jürg Rohrer & Franziska Dammeier, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW, Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Wädenswil, 2016

<sup>16</sup> Intégrer de manière efficiente les énergies renouvelables dans les réseaux électriques, motion Guhl Bernhard, 19.3755; <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20193755>

#### 4.4 Remarque concernant les surcoûts non amortissables

La suppression du calcul des surcoûts non amortissables à l'art. 29a, al. 2 LEn est considérée comme positive. Certes, ce critère est juste en tant que principe économique, mais son application nécessite tellement d'hypothèses que le résultat semble arbitraire. Par exemple, l'évolution future des prix (PFC) a été surestimée, de sorte que pratiquement aucune incitation à investir n'a été créée. La suppression désormais envisagée entraîne cependant une insécurité juridique dans l'intervalle. Il est donc demandé au Conseil fédéral de développer dans le message quel critère alternatif doit être utilisé à l'avenir pour la détermination des contributions.

#### 4.5 Requête et remarque concernant la poursuite des mesures existantes

Afin d'éviter des changements de système, en particulier dans l'approvisionnement de base entre fin 2022 et l'entrée en vigueur des versions révisées de la Loi sur l'énergie et de la Loi sur l'approvisionnement en électricité, les mesures en vigueur doivent être maintenues. Cela vaut notamment pour l'écoulement prioritaire des énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base et pour la prime de marché qui va avec. Une réglementation transitoire appropriée doit être prévue au préalable, dans un projet séparé, simple et traité rapidement.

##### Requête:

##### Art. 38 Expiration des mesures de soutien

2 A partir de l'entrée en vigueur de l'ouverture complète du marché (art. 6 LApEI) ~~du 1<sup>er</sup> janvier de la sixième année suivant l'entrée en vigueur de la présente loi,~~ aucune prime de marché au sens de l'art. 30 ne peut plus être allouée.

Mesdames, Messieurs, nous vous remercions de l'attention que vous porterez à notre prise de position et nous tenons à votre disposition pour toute question ou discussion.

Meilleures salutations



Michael Frank  
Directeur



Nadine Brauchli  
Responsable Énergie