



---

31 mars 2026

**Réserve d'électricité : rapport explicatif concernant l'ordonnance sur une réserve d'électricité (OIREI) et les modifications de l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE), de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)**

---

## Table des matières

1.	Contexte .....	1
2.	Organisation de la réserve d'électricité .....	3
3.	Présentation du projet .....	6
4.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes.....	9
5.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales.....	10
6.	Commentaires des dispositions .....	12

# 1. Contexte

Pour assurer son approvisionnement en électricité, la Suisse mise sur une réserve d'électricité inscrite dans la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)<sup>1</sup>, qui contribue à prévenir et à maîtriser les pénuries d'électricité. Cette réserve englobe une réserve hydroélectrique, une réserve thermique comprenant des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et des installations de couplage chaleur-force (installations CCF) ainsi qu'une réserve liée à une réduction de la consommation. La Commission fédérale de l'électricité (EiCom) décide, en accord avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), de la constitution et du dimensionnement de la réserve d'électricité.

Le 20 juin 2025, lors de ses délibérations sur l'objet 24.033, le Parlement a décidé de modifier la LApEI, la loi sur le CO<sub>2</sub><sup>2</sup> et la loi sur l'énergie (LEne)<sup>34</sup>. La mise en œuvre de ces modifications implique de créer une nouvelle ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité (ordonnance sur une réserve d'électricité, [OIREI]), qui modifie des ordonnances en vigueur : l'ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)<sup>5</sup>, l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub><sup>6</sup>, l'ordonnance sur l'énergie (OEn)<sup>7</sup> et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)<sup>8</sup>. La loi et les ordonnances entreront en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2027.

Dès cette date, la LApEI révisée et l'OIREI remplaceront l'ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)<sup>9</sup> en vigueur. Compte tenu des nouvelles bases légales, d'autres dispositions ou précisions sont nécessaires à l'échelon réglementaire, mais certaines règles sont reprises de l'OIRH.

## État de la réserve d'électricité en vigueur

Conformément à la loi fédérale relative à un approvisionnement sûr reposant sur des énergies renouvelables, les exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation doivent obligatoirement participer à la constitution d'une réserve hydroélectrique en échange d'une indemnité forfaitaire. Cette réserve est constituée en se fondant sur la quantité d'énergie globale à conserver pour l'hiver à venir, que l'EiCom fixe chaque année et qui est répartie proportionnellement entre toutes les centrales hydroélectriques à accumulation.

La réserve hydroélectrique conserve l'énergie dans les lacs de retenue, tandis que les centrales de réserve apportent de la puissance et de l'énergie supplémentaires au réseau électrique. Les contrats conclus avec les centrales de réserve existantes de Birr (AG), de Cornaux (NE) et de Monthey (VS), d'une puissance totale de 336 mégawatts (MW), arriveront à échéance au printemps 2026. L'OFEN a donc lancé un appel d'offres, puis engagé des négociations directes pour de nouvelles centrales de réserve. En mai 2025, le Conseil fédéral a adjugé le marché à cinq projets d'une puissance totale de 583 MW, dont l'exploitation ne génère aucune émission de CO<sub>2</sub> d'origine fossile supplémentaire. Les nouvelles centrales de réserve ne seront pleinement disponibles qu'à partir de 2030 au plus tôt. Comme solution transitoire, le banc d'essai de l'entreprise Ansaldo Energia situé à Birr (AG) et comprenant une turbine à gaz d'une puissance de 250 MW devrait être mis à disposition en tant que centrale de réserve à partir de février 2027. De plus, la centrale à gaz à cycle combiné (CCC) de l'entreprise Energie Wasser Bern (ewb), d'une puissance électrique de 50 MW, servira de centrale de réserve dès l'hiver 2026/2027.

---

<sup>1</sup> RS 734.7

<sup>2</sup> RS 641.71

<sup>3</sup> RS 730.0

<sup>4</sup> FF 2025 2036

<sup>5</sup> RS 531.35

<sup>6</sup> RS 641.711

<sup>7</sup> RS 730.01

<sup>8</sup> RS 734.71

<sup>9</sup> RS 734.722

Les groupes électrogènes de secours et les petites installations CCF peuvent être regroupés pour participer à la réserve d'électricité. Conçus pour une utilisation à court terme allant de quelques heures à quelques jours, les groupes électrogènes de secours<sup>10</sup> sont avantageux, mais ne conviennent pas pour une exploitation durable. Une utilisation à plus long terme nécessitera donc à l'avenir un plan logistique pour la livraison du combustible.

Une réserve liée à une réduction de la consommation étoffera également la réserve d'électricité. Cela ne sera toutefois possible qu'après un appel d'offres pour l'hiver 2027/2028. La révision de la LApEI et l'OIREI créent les bases légales nécessaires en la matière.

---

<sup>10</sup> L'expression « groupes électrogènes de secours » englobe également les moteurs à combustion stationnaires destinés à produire de l'électricité. Dès 2027, seuls les moteurs à combustion stationnaires visés à l'annexe 2, ch. 82, de l'ordonnance du 16 décembre 1985 sur la protection de l'air (OPair)<sup>10</sup> intégreront la réserve thermique.

## 2. Organisation de la réserve d'électricité

### Constitution et dimensionnement de la réserve d'électricité

Selon l'art. 8b, al. 2, LApEI, l'EICom décide, en accord avec l'OFEN, de la constitution et du dimensionnement d'une réserve d'électricité. Pour ce faire, elle s'appuie notamment sur une évaluation des risques reposant sur des études d'adéquation du système. Le dimensionnement d'une réserve d'électricité se fonde sur une analyse détaillée qui tient compte, entre autres, de la disponibilité et de la fiabilité des capacités de production, de l'évolution prévue de la demande et des capacités d'échange transfrontalières afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement appropriée.

Le défi lié au dimensionnement de la réserve d'électricité consiste à déterminer un ordre de grandeur à la fois nécessaire du point de vue de l'approvisionnement et raisonnable sur le plan économique, malgré les grandes incertitudes entourant les scénarios et les hypothèses correspondantes. Les réserves constituent une assurance en cas d'évolution défavorable, car des capacités de production et/ou d'importation insuffisantes et le manque d'énergie qui en résulte engendreraient des coûts énormes pour l'économie. Lors de la constitution et du dimensionnement des différents éléments de la réserve d'électricité, leurs caractéristiques propres sont prises en considération, en particulier leur disponibilité, leur volume d'énergie, leur capacité de puissance continue, leur flexibilité, leur coût, leur compatibilité environnementale et leur fiabilité. Des méthodes appropriées peuvent être appliquées pour améliorer la comparabilité de ces éléments.

L'art. 8b, al. 7, LApEI habilite le Conseil fédéral à édicter des prescriptions sur le dimensionnement minimal et maximal de la réserve d'électricité. Le Conseil fédéral y renonce cependant jusqu'à nouvel ordre, car le dimensionnement est décidé en accord avec l'OFEN. Les prescriptions sur le dimensionnement de la réserve hydroélectrique qui figurent à l'art. 2, al. 2, OIRH ne sont pas reprises dans la nouvelle ordonnance, car le dimensionnement selon l'art. 8b LApEI relève entièrement de la compétence de l'EICom.

Le législateur a défini des critères précis à l'art. 8b, al. 3, LApEI, dont l'EICom tient compte dans la mesure du possible lors de la conception de la réserve d'électricité : la priorité est donnée aux infrastructures existantes ; la protection contre les situations extraordinaires doit être efficace ; les coûts économiques d'acquisition et d'exploitation doivent être maintenus aussi bas que possible ; les effets néfastes sur l'environnement et le climat doivent être réduits au minimum, et la réserve doit être conçue de manière à atteindre le mieux possible les buts visés. La plupart de ces critères peuvent être appliqués directement sur la base de la loi et ne requièrent aucune disposition complémentaire dans une ordonnance. Par rapport à l'aspect de l'efficacité, l'art. 9, al. 2, OIREI précise qu'une grande disponibilité et une grande flexibilité des installations lors du recours à la réserve sont notamment à prendre en compte. En outre, l'EICom doit veiller lors de la conception de la réserve à ce que les différents éléments de cette dernière soient utilisés de manière optimale en fonction de leurs qualités spécifiques.

### Coordination avec les mesures de la loi sur l'approvisionnement économique du pays (LAP)

En vertu de l'ordonnance sur l'organisation de crise de l'administration fédérale (OCAF), l'organisation de crise interdépartementale de l'administration fédérale est composée d'un état-major de crise politico-stratégique (EMPS) et d'un état-major de crise opérationnel (EMOP), tous deux soutenus par une organisation de base de gestion de crise (OBGC). Lorsque survient une crise, l'EMPS est mis en place par le Conseil fédéral et l'EMOP par le département responsable. L'OBGC est, quant à elle, une organisation permanente de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) qui soutient les services fédéraux responsables dans la préparation aux crises et dans la gestion d'une crise.

Selon l'art. 8r LApEI, dans les situations d'approvisionnement critiques, le Conseil fédéral coordonne la réserve d'électricité et les mesures relevant de l'approvisionnement économique du pays. Un comité de

pilotage dirigé par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR) est activé sur le plan politique, tandis que sur le plan stratégique, le groupe de pilotage interdépartemental Énergie, placé sous l'égide de l'OFEN, veille aux échanges d'informations, évalue régulièrement la situation en matière d'approvisionnement énergétique et coordonne les mesures éventuelles. Ce groupe de pilotage réunit les protagonistes pertinents, tels que les services fédéraux, les cantons, les associations de branche et les grandes entreprises énergétiques. On s'assure ainsi du partage de toutes les informations importantes et de l'identification précoce d'une nécessité d'agir.

Pour soutenir ce groupe de pilotage, l'EICom met en place l'état-major spécialisé Sécurité d'approvisionnement, qui évalue en continu l'évolution de l'approvisionnement en électricité et fournit les bases techniques nécessaires pour décider des mesures à prendre. Y sont notamment représentés, sous la direction de l'EICom, la société nationale du réseau de transport, l'OFEN et l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE). Cet état-major spécialisé permet d'identifier précocement les risques, d'élaborer des scénarios et des options d'action et de préparer les bases de décision. Inscrit dans l'OOSE, le monitoring régulier incombant à la société nationale du réseau de transport en vue de l'approvisionnement économique du pays est un outil essentiel pour évaluer la situation en matière d'approvisionnement.

Lorsqu'une pénurie d'électricité se dessine, le Conseil fédéral coordonne la réserve d'électricité et les mesures relevant de l'approvisionnement économique du pays (art. 8r LApEI). Le DEFR est chargé de cet approvisionnement. Une analyse intégrant l'ensemble des éléments à prendre en compte est décisive : la réserve d'électricité fait partie d'un dispositif global qui, selon la loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement du pays (LAP)<sup>11</sup>, peut également englober des mesures de gestion telles que des interdictions et des restrictions de la consommation d'énergie électrique, un contingentement et d'autres mesures. La chronologie et l'interaction des mesures ne peuvent pas être définies au préalable et sont dès lors fixées par le Conseil fédéral en cas de pénurie concrète.

### **Dispositions sur l'indemnisation en cas de recours à la réserve**

Les dispositions détaillées sur l'indemnisation en cas de recours à la réserve qui figurent à l'art. 20 OIRH ne sont pas reprises dans la présente ordonnance, car les compétences attribuées ont été modifiées : conformément à l'art. 8b, al. 2, LApEI, il incombe désormais à l'EICom de fixer les critères de calcul de cette indemnisation lors de la définition des valeurs-clés. Une réglementation dans une ordonnance est donc superflue. Dans le régime actuel, à savoir celui qui relève de l'OIRH, les exploitants reçoivent, en cas de recours à la réserve, une indemnisation de la société nationale du réseau de transport, dont le montant est fixé différemment en fonction du type de réserve. Pour la réserve hydroélectrique, la société nationale calcule l'indemnisation conformément aux prescriptions de l'EICom. Pour les centrales de réserve, l'indemnisation couvre les coûts d'exploitation occasionnés par le recours à la réserve, tels que les coûts liés aux agents énergétiques, à la taxe sur le CO<sub>2</sub>, aux droits d'émission, au personnel et à l'eau nécessaires à l'exploitation, ainsi qu'un forfait pour les jours où les installations devaient être fonctionnelles. Pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, l'indemnisation des coûts d'exploitation variables, y compris les éventuelles attestations, repose sur une méthode comparable. Le calcul se fonde sur des paramètres uniformes prédéfinis par l'EICom, notamment des indices de prix concernant les carburants et les droits d'émission, afin de garantir la transparence et la traçabilité. Pour éviter les paiements en double, la taxe sur le CO<sub>2</sub> et l'impôt sur les huiles minérales sont remboursés uniquement si l'exploitant ne peut pas faire valoir autrement un droit au remboursement.

### **Accord sur l'électricité avec l'Union européenne (UE)**

---

<sup>11</sup> RS 531

L'accord sur l'électricité assure l'intégration de la Suisse dans le système électrique européen sur le plan du droit international et, en particulier, la disponibilité des capacités transfrontalières pour l'importation d'électricité. Il renforce la sécurité d'approvisionnement, tout en réduisant vraisemblablement le besoin d'une réserve d'électricité. Des incertitudes et des risques d'approvisionnement demeurent néanmoins, notamment en raison de la situation géopolitique, des conditions météorologiques, du niveau de remplissage des lacs d'accumulation en Suisse ainsi que de la disponibilité des centrales nucléaires françaises et du gaz en Europe.

Le développement ou le maintien d'une réserve d'électricité en Suisse est également possible avec l'accord sur l'électricité. Le droit de l'UE permet en effet des mesures nationales relatives à la sécurité d'approvisionnement lorsque certaines conditions sont réunies. Lors de l'analyse des besoins en matière de réserve, la Suisse pourra tenir compte de ses particularités. Un délai transitoire de six ans à compter de l'entrée en vigueur de l'accord sur l'électricité s'appliquera aux réserves existantes, qui sont illicites selon celui-ci. Au terme de ce délai, l'exploitation de ces dernières ne pourra continuer que si elles respectent le droit applicable en vertu de l'accord. Dans le cadre de l'accord sur l'électricité, la Suisse devra appliquer la méthodologie de l'UE, sur laquelle l'EICOM s'appuie déjà en partie, pour calculer les capacités de réserve (hormis les exceptions liées aux particularités helvétiques).

Les adaptations nécessaires de la réserve d'électricité au droit de l'UE, en particulier aux règles de l'UE concernant les marchés de capacités, seront effectuées dans le cadre du projet de loi visant à mettre en œuvre l'accord sur l'électricité dans la législation suisse. Cela concerne notamment les besoins en matière de réserve, les compétences, la neutralité technologique et la participation transfrontalière. Ces modifications devront alors être répercutées à l'échelon réglementaire.

### 3. Présentation du projet

#### Éléments, conditions de participation et recours à la réserve d'électricité

Conformément à l'art. 8c LApEI, la réserve d'électricité est constituée d'une réserve hydroélectrique, d'une réserve thermique comprenant des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et des installations CCF, d'une réserve liée à une réduction de la consommation et, éventuellement à l'avenir, d'une réserve de stockage<sup>12</sup>. L'OIREI précise ces éléments et les conditions de participation à la réserve d'électricité et comprend des dispositions sur la durée de cette participation. Elle contient aussi les dispositions d'exécution concernant la réserve hydroélectrique, la réserve thermique et la réserve liée à une réduction de la consommation. Y figurent aussi des prescriptions concernant les consignes à suivre en cas de recours à la réserve d'électricité, notamment la réalisation de ladite réserve et la façon d'y recourir, ainsi que des prescriptions régissant les cas particuliers du recours à la réserve.

#### Réserve liée à une réduction de la consommation

La version révisée de la LApEI introduit une réserve liée à une réduction de la consommation, qui s'appuie sur le fait que les gros consommateurs d'électricité – ou des regroupements de petits consommateurs – réduiront leur consommation en cas de pénurie. Volontaire, la participation est rémunérée. Les participants et leur rémunération sont définis dans le cadre d'appels d'offres. L'EiCom fixe les valeurs-clés de cette réserve, tandis que la société nationale du réseau de transport réalise les appels d'offres. Étant donné que les entreprises participantes acquièrent leur électricité sur le marché, la réserve liée à une réduction de la consommation ne fait pas partie du recours à la réserve d'électricité, qui est décidé lorsque de l'électricité n'est plus disponible sur le marché.

Une entreprise qui participe à la réserve liée à une réduction de la consommation s'engage à faire baisser sa consommation jusqu'à une certaine puissance garantie contractuellement dès que le prix du marché pour l'électricité dépasse un seuil fixé (seuil de prix) et tant que ce dépassement dure. Elle peut déterminer elle-même la puissance garantie contractuellement et le seuil de prix. Plus la puissance garantie qu'elle choisit est élevée, plus la quantité d'électricité pouvant être réduite qui donne droit à la rémunération de participation est faible. Le seuil de prix doit être inférieur au maximum technique fixé à la bourse de l'électricité pour le négoce du jour suivant concernant le marché suisse (soit actuellement 4000 euros par mégawattheure [€/MWh]). Une entreprise qui ne souhaite pas que l'on fasse appel à elle, même lorsque les prix de l'électricité sont élevés, fixera le seuil de prix à 3999,99 €/MWh. Une entreprise pour laquelle les gains de la revente de l'électricité priment les pertes liées aux baisses de production peut aussi définir un seuil plus bas. Dans chaque cas, le recours à la réserve liée à une réduction de la consommation serait exécuté avant que la bourse atteigne le cours maximum et que l'équilibre du marché ne soit plus donné, autrement dit que l'offre ne couvre plus la demande.

En cas de recours à la réserve, une entreprise est autorisée à prélever sur le réseau tout au plus la puissance garantie contractuellement. Elle peut mettre à disposition sur le marché à un prix élevé la quantité d'électricité ainsi libérée. Le Conseil fédéral estime qu'une indemnité souveraine supplémentaire en cas de recours à la réserve est contre-productive : le volume d'énergie concerné par le recours à la réserve n'est pas simple à déterminer et cela inciterait à une surconsommation peu avant ce recours<sup>13</sup>. Le Conseil fédéral renonce donc à une éventuelle indemnisation en cas de recours (art. 8o, al. 3, LApEI). Il prévoit, pour les entreprises participantes, non seulement la rémunération pour la participation mais aussi le remboursement des coûts de la réserve d'électricité, qui sera calculé en fonction de l'étendue de leur participation et de leur intensité électrique. Il incombera à l'EiCom de veiller à ce que les entreprises appliquent effectivement leurs engagements à réduire la charge sur le réseau. À

<sup>12</sup> On renonce à une réserve de stockage jusqu'à nouvel ordre. Par rapport à la force hydraulique, il n'existe actuellement en Suisse aucune technologie un tant soit peu compétitive pour le stockage saisonnier de l'énergie électrique.

<sup>13</sup> Cf. à ce sujet l'étude « Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve » (en allemand, avec un résumé en français), Consentec/ZHAW, octobre 2025, que l'OFEN a mandatée.

cette fin, elle pourra demander à consulter les contrats conclus avec les fournisseurs d'électricité et ordonner des tests de recours à la réserve.

### **Démantèlement et poursuite de l'exploitation des centrales de réserve**

Une centrale de réserve construite pour participer à la réserve d'électricité et qui ne continue pas d'être exploitée doit être démantelée pour éviter qu'elle tombe en ruine. Les coûts du démantèlement sont remboursés à l'exploitant dans la mesure où celui-ci les travaux sont effectués de manière économique et rapide (art. 8j, al. 1, LApEI). Un démantèlement est réputé rapide lorsqu'il est achevé en l'espace de deux ans (art. 28, al. 2, OIREI). Lorsqu'il dure plus longtemps, les coûts échus après cette période sont remboursés uniquement si l'exploitant prouve qu'il a tout mis en œuvre pour terminer le démantèlement dans le délai précité. Lorsque le gain net de la vente de parties de l'installation est supérieur aux coûts de démantèlement, l'exploitant doit verser la différence à la société nationale du réseau de transport (art. 28, al. 4, OIREI).

Si une centrale continue d'être exploitée sur le marché en tant que centrale ordinaire après sa participation à la réserve d'électricité, l'exploitant doit rembourser une part adéquate de l'indemnisation perçue pour la construction (art. 8j, al. 2, LApEI). On évite ainsi de créer des avantages concurrentiels injustifiés sur le marché libre de l'électricité, qui conduiraient à une distorsion indésirable de la concurrence. Cette « part adéquate de l'indemnisation » correspond à la valeur résiduelle de l'installation, c'est-à-dire à sa valeur marchande ou à celle de ses parties au terme de la participation à la réserve d'électricité.

### **Coûts et remboursement des coûts de la réserve d'électricité**

En vertu de l'art. 14b LApEI, les consommateurs finaux qui participent à la réserve liée à une réduction de la consommation peuvent, à certaines conditions, obtenir le remboursement des coûts de la réserve d'électricité. Les dispositions de l'OIREI sur ce remboursement s'appuient fortement sur celles qui concernent le remboursement du supplément perçu sur le réseau (art. 37 ss de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> novembre 2017 sur l'énergie [OEnE])<sup>14</sup>. Elles n'en diffèrent que sur les points nécessitant une réglementation spécifique. Cela permet de maintenir une procédure de remboursement que les participants à la réserve connaissent déjà et de réduire autant que possible la charge supplémentaire qu'elle pourrait leur occasionner.

### **Transfert des contrats en vigueur pour la réserve thermique**

Au moment de l'entrée en vigueur de la LApEI révisée et de l'OIREI, la réserve d'électricité sera en phase de transition, car la Confédération aura auparavant acquis et pris sous contrat les centrales de réserve existantes et des groupes électrogènes de secours. Les contrats en cours pour la réserve thermique seront transférés à moyen terme à la société nationale du réseau de transport, car elle sera chargée de la gestion opérationnelle de la réserve d'électricité après cette entrée en vigueur. Jusqu'au transfert des contrats, la Confédération restera la cocontractante des fournisseurs des installations destinées à la réserve d'électricité. Les factures à payer seront réglées par l'OFEN, qui facturera ces coûts à la société nationale du réseau de transport. La Confédération demandera les crédits nécessaires et récupérera les sommes dépensées en les facturant à la société nationale, qui s'acquittera des montants dus grâce à la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ces opérations n'auront donc aucune incidence sur le budget de la Confédération.

### **Émissions de CO<sub>2</sub>**

---

<sup>14</sup> RS 730.01

La LApEI comprend des prescriptions sur la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> générées par les installations de la réserve thermique. L'OIREI édicte en plus des dispositions sur l'obligation de compenser le CO<sub>2</sub> et sur l'exploitation de la réserve thermique sans émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile supplémentaires.

La révision de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> concerne l'indemnisation des exploitants d'installations bicom bustibles participant au système d'échange de quotas d'émission (SEQE), lorsqu'ils sont obligés de changer de combustible (art. 19b de la loi sur le CO<sub>2</sub>). Le nouvel art. 46c de l'ordonnance régit le dédommagement des éventuels coûts supplémentaires résultant d'un changement de combustible (en général, huile de chauffage à la place du gaz). Lorsque ce changement génère un surplus d'émissions de gaz à effet de serre, les coûts des droits d'émission supplémentaires requis sont remboursés à certaines conditions. De plus, la mise en place d'un nouveau régime de compensation des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des installations CCF et qui sont générées en raison de la production d'électricité (art. 32a de la loi sur le CO<sub>2</sub>) est désormais réglementée aux art. 98a et 98b de l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. Au lieu d'une obligation d'investissement, une obligation de compensation est instaurée pour les exploitants d'installations CCF qui ne participent pas au SEQE et n'ont pas pris d'engagement de réduction. En contrepartie, la taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité leur sera dorénavant intégralement remboursée.

### **Information du public**

La base légale figurant aux art. 55a LENE et 69c OENE vise à informer le public suisse de l'état actuel de l'approvisionnement en énergie et de son évolution dans le temps. Pour ce faire, des informations et indicateurs importants sont systématiquement recensés, regroupés par l'OFEN et rendus publics sur un portail d'information numérique appelé Dashboard de l'énergie. Les données collectées donnent un aperçu sur la situation en matière d'approvisionnement à court, moyen et long termes. Ce portail d'information contribue aussi bien à identifier précocement les risques inhérents à l'approvisionnement en énergie qu'à sensibiliser la population, l'économie et les milieux politiques à la sécurité d'approvisionnement, à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Il jette également les bases d'une communication transparente et factuelle avec la population, tout en soutenant le débat politique et sociétal concernant l'approvisionnement. Pour que l'OFEN puisse accomplir efficacement cette tâche, les informations et les données requises doivent lui être transmises, sur demande, sous une forme appropriée, c'est-à-dire dans un format numérique et lisible par une machine. Cette obligation d'information concernera en premier lieu les exploitants des infrastructures énergétiques, les gestionnaires de réseau, ainsi que tout autre organisme qui disposerait, aujourd'hui déjà, d'une part importante des données requises. Les données individuelles sensibles sur le plan économique ne seront pas publiées : elles seront exclusivement présentées sous une forme agrégée ou utilisées pour le développement de modèles. Les données seront collectées et traitées uniquement pour la finalité déterminée, à savoir pour permettre l'application de l'art. 55a LENE. Elles ne seront pas récoltées à grande échelle ou de manière généralisée. Seules des informations agrégées et anonymisées seront publiées et, en règle générale, elles le seront en différé. Cela étant, l'obligation d'informer visée à l'art. 55a LENE renforcera la transparence vis-à-vis du public, sans violer les intérêts dignes de protection des acteurs du marché ou de particuliers.

## **4. Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes**

Pendant la première phase de mise en œuvre de la réserve d'électricité, il faut s'attendre à des charges accrues au niveau des finances et du personnel de la Confédération pour l'exécution des dispositions prévues. L'EiCom supportera principalement les charges supplémentaires inhérentes au dimensionnement de la réserve d'électricité, aux prescriptions relatives à la constitution de la réserve, à la surveillance de la conservation d'énergie ainsi qu'à l'établissement de consignes concernant le recours à la réserve et de rapports réguliers. L'OFEN enregistrera lui aussi des charges d'exécution accrues en relation avec le dimensionnement et l'organisation de la réserve d'électricité ou le soutien des participants au projet dans leurs échanges avec les autorités cantonales et communales lors de la planification et de la construction. Les besoins financiers supplémentaires (crédit de biens et services) peuvent être compensés en interne. Les ressources actuelles permettent de couvrir la charge accrue en personnel que cela représente pour l'OFEN. Au niveau de l'EiCom, le besoin supplémentaire correspond à 1,5 équivalent plein temps. Les moyens financiers nécessaires seront compensés sur le plan interne.

Les centrales de réserve ont des répercussions sur le territoire et l'environnement, qui concernent donc, en premier lieu, les cantons et les communes qui accueillent de telles installations. L'utilisation de surfaces ainsi que les émissions de nuisances sonores, de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre qu'elles génèrent sont des domaines qui sont tous réglementés par des lois fédérales. La Confédération est en discussion avec les cantons et les communes susceptibles d'accueillir les nouvelles centrales de réserve. Les renforcements du réseau éventuellement nécessaires en raison du raccordement au réseau d'électricité ou de gaz peuvent être autorisés dans le cadre de procédures fédérales. Les autorisations de construire et d'exploiter ces centrales relèvent, quant à elles, du droit cantonal. Au niveau des finances et du personnel, les conséquences sont gérables, tant pour ce qui est des charges inhérentes aux procédures d'autorisation et à la communication que pour ce qui concerne l'impact sur l'économie régionale. Dans les communes d'implantation des centrales de réserve, les autorités devront faire face à une charge de travail supplémentaire. Une partie des charges incombant aux communes, aux cantons et à la Confédération sera indemnisée grâce aux émoluments en vigueur.

Concernant l'information du public (Dashboard de l'énergie), aucune ressource supplémentaire n'est nécessaire en plus des moyens financiers déjà prévus pour l'exploitation. Il convient ici de relever que plusieurs services fédéraux, les cantons et les communes bénéficieront des données mises à disposition par la Confédération. Celles-ci pourront être prises en compte dans les travaux de planification et dans le cadre des processus politiques, ce qui pourrait se traduire par une réduction des coûts dans les cantons et les communes.

La précision apportée dans l'ordonnance sur le CO<sub>2</sub> concernant les conditions d'indemnisation du surcoût éventuel lié à un changement ordonné de combustible (art. 46c) entraînera une charge supplémentaire au niveau du budget fédéral si de tels cas surviennent. Les coûts dépendront fortement de la durée de ce changement et des prix qui seront en vigueur à ce moment-là pour les combustibles et les droits d'émission. Afin de garantir à l'avenir un financement selon le principe de causalité sans incidence budgétaire pour la Confédération, la compensation des coûts par les recettes des ventes aux enchères de droits d'émission, par exemple, sera examinée dans le cadre de la politique climatique postérieure à 2030.

## 5. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

La réserve d'électricité améliore la résilience de l'approvisionnement en électricité, car elle contribue à éviter ou à atténuer autant que possible une pénurie. Elle doit donc être considérée comme une solution d'assurance. Un approvisionnement plus sûr en électricité accroît l'attractivité de la place économique suisse. La mise en œuvre de la réserve d'électricité implique des mandats aux entreprises et aux prestataires du secteur de l'énergie. Les coûts de cette réserve seront répercutés sur les consommateurs d'électricité via le tarif « réserve d'électricité », qui fait partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Examiné chaque année par la société nationale du réseau de transport, ce tarif est redéfini et publié en mars pour l'année suivante. Le calcul se fonde sur les prévisions de coûts pour l'année tarifaire plus une compensation des excédents ou des découverts de couverture des trois années précédentes. La prise en compte sur une période de trois ans d'un éventuel excédent ou découvert réduit les fluctuations de tarifs. Les blocs de coûts imputables à ce tarif comprennent actuellement deux parties : la réserve hydroélectrique et la réserve thermique comprenant les groupes électrogènes de secours et les centrales de réserve. À l'avenir, la réserve liée à une réduction de la consommation et, le cas échéant, la réserve de stockage s'y ajouteront en tant que postes de coûts supplémentaires. En 2026, le tarif « réserve d'électricité » s'inscrit à 0,41 centime par kilowattheure (kWh). Pour un ménage moyen consommant 4500 kWh par an, cela représente une charge financière annuelle d'environ 18 francs. La charge supplémentaire atteint quelque 41 000 francs pour une entreprise énergivore qui consomme 10 gigawattheures par an. Le Conseil fédéral estime que les coûts sont raisonnables, en particulier si l'on considère l'important potentiel de dommages qu'aurait une pénurie d'électricité prolongée pour l'économie suisse. Les entreprises énergivores peuvent demander un remboursement (partiel) des coûts des réserves d'électricité, à condition notamment de participer à la réserve liée à une réduction de la consommation.

De manière générale, les conséquences environnementales seront faibles, car hormis quelques tests occasionnels, les installations ne fonctionneront qu'en cas d'urgence au sens d'une solution d'assurance. La loi prescrit néanmoins l'utilisation d'un « combustible neutre en CO<sub>2</sub> » pour exploiter les nouvelles centrales de réserve. Cette expression est précisée dans l'OIREI, qui prévoit que l'exploitation de ces centrales ne doit pas occasionner d'émissions directes de CO<sub>2</sub> ou que si elle en génère, celles-ci doivent être compensées par des émissions négatives. Les cinq projets ayant reçu une adjudication en mai 2025 utilisent le combustible primaire HVO/HEFA (*hydrotreated vegetable oil* [huile végétale hydrotraitée] et *hydroprocessed esters and fatty acids* [esters et acides gras hydrotraités]). Si la pénurie d'électricité devait se prolonger et que du combustible renouvelable supplémentaire ne puisse pas être acquis dans un délai raisonnable, il serait possible de déroger à ce principe, mais les émissions de CO<sub>2</sub> rejetées devraient alors être compensées par l'acquisition de certificats de CO<sub>2</sub>. Toutes les installations de la réserve d'électricité doivent respecter l'ensemble des prescriptions légales, en particulier les valeurs limites de l'ordonnance sur la protection de l'air<sup>15</sup> et de l'ordonnance sur la protection contre le bruit<sup>16</sup>. Des catalyseurs basés sur la réduction catalytique sélective (catalyseurs RCS) et des filtres à particules sont installés pour réduire les émissions d'oxydes d'azote et de poussières fines. En cas de recours à la réserve, les consignes de l'EiCom privilégient les installations émettant le moins de polluants et de CO<sub>2</sub> possible.

Du fait de l'instauration d'une réserve liée à une réduction de la consommation, l'approvisionnement en électricité en cas de crise sera assuré non seulement par une production supplémentaire d'électricité, mais également par une baisse de la consommation. La possibilité de participer à cette réserve implique

---

<sup>15</sup> RS 814.318.142.1

<sup>16</sup> RS 814.41

que les grands consommateurs d'électricité étudient la façon dont ils pourraient réduire leur consommation électrique en cas de pénurie importante, qui s'accompagne de prix élevés. L'apport que fournit la réduction de la consommation sera donc pris en considération dans le dimensionnement des différents éléments de la réserve d'électricité. Cette dernière sera dès lors plus diversifiée dans l'ensemble et les ressources pourront être allouées plus efficacement.

L'information du public via le Dashboard de l'énergie géré par la Confédération est utile pour l'économie, l'environnement et la société. La transparence réduit les incertitudes chez tous les acteurs du marché. Elle contribue à des décisions d'investissement fondées et permet d'améliorer l'exploitation tout en réduisant les coûts, car les entreprises ne doivent plus acquérir individuellement les données ou les modèles. Ce dashboard sert également aux organisations de crise de la Confédération, des cantons et des milieux économiques. Les informations qui y figurent renforcent les connaissances et la sensibilisation de la population sur la transformation du système énergétique suisse. Elles permettent également d'analyser plus facilement l'efficacité des instruments politiques.

## 6. Commentaires des dispositions

### Ordonnance sur une réserve d'électricité (OIREI)

#### *Art. 1*

Cette ordonnance comprend principalement des dispositions d'exécution relatives aux prescriptions de la LApEI portant sur la réserve d'électricité (art. 8b ss LApEI). Elle règle la conception et l'exécution de cette réserve afin de garantir l'approvisionnement en électricité en cas de situations exceptionnelles. L'al. 2 énumère à titre d'exemple les principaux domaines de réglementation (let. a à e).

#### *Art. 2 Durée minimale de la participation*

La fixation d'une durée minimale de participation pour les différents éléments de la réserve d'électricité se fonde en premier lieu sur les investissements nécessaires et les conditions d'exploitation de chaque catégorie d'installation.

Les nouvelles centrales de réserve à construire requièrent des investissements de l'ordre de 1,5 à 3 millions de francs par MW de puissance installée. Ces dépenses d'investissement considérables ne peuvent être amorties que sur une longue période. La participation de 15 ans tient compte de la durée d'amortissement usuelle pour les centrales électriques et garantit aux investisseurs la sécurité de planification requise.

La durée contractuelle de 5 ans pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF prend en compte la complexité des plans logistiques nécessaires, notamment pour l'approvisionnement en combustibles. Des intervalles plus courts entre les appels d'offres se traduiraient par un changement inefficace des prestataires logistiques et mettraient en péril la sécurité d'approvisionnement. La durée contractuelle prévue permet aux agrégateurs de nouer des relations d'affaires stables avec les différents exploitants d'installations qui sont tenus de participer à la réserve thermique par leur intermédiaire. Les groupes électrogènes de secours doivent toujours participer à la réserve thermique par l'intermédiaire d'un agrégateur. Tel est aussi le cas pour les installations CCF d'une puissance inférieure à 30 MW. Les installations CCF d'une puissance supérieure à 30 MW peuvent conclure un contrat directement avec la société nationale du réseau de transport pour participer à la réserve thermique.

L'EICom est chargée de fixer les valeurs-clés et peut également prévoir des durées minimales plus longues.

#### *Art. 3 Annonce des cas suspects*

Le contenu de la disposition de l'OIRH en vigueur concernant les sanctions administratives (art. 5b OIRH) figure désormais en grande partie dans la loi. En vertu de l'art. 8f LApEI, les participants à la réserve d'électricité qui ne procèdent pas ou pas totalement à la conservation d'eau ou à la mise en réserve de puissance ou qui ne mettent pas ou pas totalement à disposition leurs installations pendant la période prévue sont passibles d'une sanction administrative (art. 8f, al. 1, let. a et b, LApEI). Cela vaut également pour les participants à la réserve liée à une réduction de la consommation qui ne respectent pas les prescriptions relatives au contrat de fourniture ou les conditions applicables au recours à la réserve (art. 8f, al. 1, let. c, LApEI). Lorsque la société nationale du réseau de transport soupçonne qu'un participant enfreint des dispositions légales ou contractuelles, elle est tenue de l'annoncer sans délai à l'EICom. À ce jour, l'obligation d'annoncer les manquements à l'obligation de conservation (réserve hydroélectrique) est inscrite à l'art. 5b, al. 4, OIRH.

#### *Art. 4 Valeurs-clés*

Cette disposition est reprise en partie de l'art. 2 OIRH. L'EICom est compétente pour définir les valeurs-clés.

L'*al. 1* énonce que l'EiCom fixe chaque année les valeurs-clés de la réserve hydroélectrique et les publie. Les valeurs ainsi définies ne sont ni des règles de droit ni des décisions classiques, mais plutôt une étape de concrétisation. Elles ont donc une nature hybride et l'EiCom peut les édicter en tant que directives. La société nationale du réseau de transport accomplit une tâche publique ; elle est dès lors tenue de se conformer aux valeurs-clés et aux directives de l'EiCom. En l'occurrence, contrairement à ce qui est normalement le cas pour les directives de service, la société nationale et l'EiCom ne sont pas intégrées dans une structure hiérarchique générale.

L'*al. 2* répertorie les valeurs-clés dans une liste non exhaustive, en commençant par la quantité d'énergie à conserver pour toute la réserve hydroélectrique (*let. a*). Cette quantité d'énergie est répartie proportionnellement au contenu énergétique de chaque lac d'accumulation entre toutes les centrales hydroélectriques à accumulation qui participent à la réserve hydroélectrique (cf. art. 8*f*, al. 1, LApEI). Actuellement, l'art. 2, al. 3, let. a, OIRH régleme la répartition. Pour ce qui est de la période de conservation de la réserve (*let. b*), il ne s'agira pas de désigner un laps de temps abstrait, mais bien les semaines civiles durant lesquelles certaines quantités d'énergie précises doivent être disponibles pendant l'hiver. La phase d'approvisionnement la plus critique se situe vers la fin du semestre d'hiver hydrologique, au moment où les lacs sont vides, peu avant le début de la fonte des neiges (vers la fin avril). En complément, il est envisageable, à titre préventif, de conserver de l'énergie en amont de cette phase, c'est-à-dire à partir de janvier, février ou mars, lorsque la consommation d'électricité est plus forte et de plus grandes incertitudes planent sur les importations. En effet, à ce moment-là, les lacs ne sont pas vides et la conservation de grandes quantités d'énergie est donc moins onéreuse. De plus, l'EiCom édictera des prescriptions sur la répartition de l'énergie entre différentes installations de stockage (*let. c*), sur la puissance installée (*let. d*) ainsi que sur le recours à la réserve et l'indemnisation pour l'énergie prélevée (*let. e*). Les autres valeurs-clés concernent la manière de procéder avec les centrales partenaires (*let. f*) et les prestations de remplacement que les exploitants de centrales doivent fournir en cas de défaillance imprévue de leurs installations (*let. g*). Enfin, l'EiCom fixera les prescriptions en vue d'éviter tout acte de manipulation du marché (*let. h*), tel que la rétention de la puissance d'une centrale hors du marché afin de provoquer artificiellement un recours à la réserve.

#### *Art. 5 Participants à la réserve hydroélectrique et volume de l'obligation*

Cette disposition concernant les participants et le volume de l'obligation est reprise partiellement de l'art. 3*a* OIRH. La loi (art. 8*f*, al. 5, LApEI) habilite désormais l'EiCom à obliger, à titre exceptionnel, les participants à la réserve à constituer en plus une réserve de puissance (actuel art. 3*a*, al. 4, OIRH). Il va de soi que l'EiCom peut rendre une décision si l'obligation de participer à la réserve ou le volume sont contestés (actuel art. 3*a*, al. 5, OIRH) ; il n'est pas nécessaire de l'indiquer explicitement.

*Al. 1* : l'obligation de participer découle de la loi elle-même (art. 8*c*, al. 2, LApEI). Elle est cependant précisée pour les centrales partenaires. Selon l'*al. 1*, *let. b*, tous les partenaires sont tenus de participer. En d'autres termes, les petits partenaires tels que les communes sont obligés de constituer une réserve.

*Al. 2* : le champ d'application objectif de l'obligation dépend du contenu énergétique maximal (capacité de stockage), qui est déterminé en fonction de la cascade de production totale d'un groupe d'installations relié sur le plan hydraulique et optimisé conjointement. Plusieurs installations individuelles sont considérées comme reliées sur le plan hydraulique lorsqu'elles sont raccordées les unes aux autres par une voie d'eau artificielle. S'agissant de l'optimisation conjointe, les installations individuelles doivent être exploitées et optimisées comme une entité unique.

Le contenu énergétique maximal (capacité de stockage) et les rapports de propriété ou de participation devraient être stables pour la plupart des centrales hydroélectriques à accumulation. Si ce contenu énergétique maximal était néanmoins modifié ou les rapports de propriété ou de participation faisaient l'objet de cessions ou de transferts, l'*al. 3* énonce qu'il faut se fonder sur les rapports existant au début de l'année hydrologique en cours. Par exemple, si un exploitant acquiert une centrale hydroélectrique à accumulation au 1<sup>er</sup> mars, la réserve est également concernée par le changement, dans la mesure où

la durée de conservation restante incombe au nouvel exploitant. Cela risque bien d'influencer le prix d'achat. La marge de manœuvre pour que l'accord entre les parties prévoie une réglementation dérogatoire est très limitée ; le nouveau propriétaire est quoi qu'il arrive responsable vis-à-vis de la réserve. De même, le contenu énergétique maximal d'une centrale hydroélectrique à accumulation est déterminé à une date de référence.

*Al. 4* : dans le cas des centrales hydroélectriques à accumulation qui utilisent un cours d'eau touchant la frontière nationale, seule la part de souveraineté suisse est prise en compte pour calculer la capacité de stockage et les rapports de propriété ou de participation.

*Al. 5* : l'EiCom fixe le dimensionnement de la réserve hydroélectrique et la quantité proportionnelle d'énergie que chaque participant à la réserve doit conserver (quantité d'énergie à conserver) (art. 8b, al. 2, LApEI). Si la situation en matière d'approvisionnement vient à changer, il se peut que la réserve hydroélectrique dimensionnée ne suffise probablement pas et que la quantité d'énergie à conserver doive dès lors être modifiée (après la fixation des valeurs-clés). Cette adaptation peut être réalisée en s'appuyant sur l'al. 5. L'EiCom peut ainsi ordonner une hausse ou une baisse de cette quantité, notamment pendant la durée de conservation en cours. Cette adaptation s'applique aussi proportionnellement à tous les acteurs tenus de participer, et donc dans une même mesure pour tous. Lorsque l'obligation de participer à la réserve hydroélectrique ou son étendue sont contestées, l'EiCom rend une décision (cf. art. 22, al. 1, LApEI).

#### *Art. 6 Répartition entre différentes centrales hydroélectriques à accumulation et accord sur la conservation d'énergie*

Reprise de l'art. 4 OIRH, la présente disposition a été modifiée. Elle fixe les critères et régleme l'obligation de demander une autorisation pour la répartition de l'énergie à conserver ainsi que pour les accords entre les exploitants.

*Al. 1* : souvent, les exploitants ou les associés de centrales partenaires tenus de participer possèdent plusieurs centrales hydroélectriques à accumulation qui sont soumises à l'obligation de participer à la réserve hydroélectrique. La loi les laisse décider comment répartir leur quantité d'énergie à conserver entre leurs lacs d'accumulation (cf. art. 8f, al. 2, LApEI). Pour les centrales partenaires, cela englobe également la répartition au sein d'un même lac d'accumulation. L'art. 6, al. 1, OIREI permet aux participants à la réserve hydroélectrique de remplir leur obligation de conservation également avec des lacs d'accumulation d'une capacité inférieure à 10 GWh. Ces derniers doivent cependant s'y prêter, ce qui est rarement le cas des lacs en Suisse. L'EiCom rendra une décision en cas de litige. Le Conseil fédéral restreint cette liberté de base en se fondant sur l'art. 8f, al. 3, let. a, LApEI. Il s'agit surtout d'empêcher que la conservation d'énergie – sur l'ensemble de la réserve hydroélectrique et par participant – soit répartie de manière trop unilatérale entre quelques lacs, ce qui mettrait en danger une disponibilité optimale en cas de recours à la réserve. L'EiCom avait déjà fixé des valeurs-clés pour la répartition, par exemple une quantité maximale de conservation par complexe de centrales relié sur le plan hydraulique. Ces dispositions (ou des dispositions similaires) restent nécessaires pour limiter la liberté de base de l'exploitant.

*Al. 2* : comme prévu à l'art. 8f, al. 2, 2<sup>e</sup> phrase, LApEI, les participants à la réserve hydroélectrique peuvent conclure entre eux des accords sur la conservation d'énergie. La disposition de l'ordonnance indique clairement que la personne initialement soumise à l'obligation demeure responsable vis-à-vis de l'EiCom, même si elle a conclu un accord. Cette personne reste tenue d'honorer ses obligations relatives à la réserve. Toute violation de ces dernières peut entraîner des interventions de l'EiCom et des sanctions administratives visées à l'art. 8f LApEI.

*Al. 3* : la possibilité de mandater d'autres participants pour conserver l'énergie dans le cadre d'accords ne signifie pas pour autant que les participants à la réserve hydroélectrique peuvent réaffecter à tout moment et à loisir les quantités d'énergie à conserver. Le bon fonctionnement de la réserve hydroélectrique requiert des restrictions, dont le respect est garanti par l'obligation d'obtenir une autorisation. La

présente disposition précise que les participants à cette réserve doivent soumettre pour autorisation à l'EiCom les répartitions de l'énergie à conserver entre les centrales hydroélectriques à accumulation qu'ils prévoient ainsi que les accords éventuels. Ces répartitions et ces accords doivent être approuvés par l'EiCom. Le refus de l'autorisation serait opportun uniquement si le bon fonctionnement de la réserve hydroélectrique était menacé, par exemple parce que les valeurs-clés relatives à la répartition de l'énergie ou à la puissance installée minimale ne seraient pas respectées (cf. EiCom, « Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2025/2026 », ch. 3.5 et 3.6).

#### *Art. 7 Contrat portant sur la participation à la réserve hydroélectrique*

L'essentiel de cette disposition est repris de l'art. 5 OIRH. L'obligation, pour la société nationale du réseau de transport, de conclure un contrat avec les participants à la réserve découle dorénavant de l'art. 8n, al. 1, LApEI et donc de la loi elle-même. La conclusion de contrats pluriannuels reste possible, même si la réserve d'énergie est annuelle. On tient ainsi compte du fait que les rapports de propriété et de participation devraient être stables, avec peu de modifications ou de rares changements.

*Al. 2* : les contrats sont également nécessaires dans le modèle contraignant, car de nombreux détails opérationnels et techniques doivent être réglés avec les participants à la réserve. Les détails de la plupart des points découlent du contrat. Ce dernier reproduit ce qui a été arrêté officiellement pour les éléments principaux (quantité d'énergie à conserver, période de conservation et indemnité forfaitaire), qui changent chaque année et sont par conséquent dynamiques. L'énumération figurant à l'al. 2 n'est pas exhaustive, pas plus que celle de la let. a. Il convient de régler notamment les travaux de révision (*let. c*) autorisés, pour lesquels la retenue est cependant de mise. Par exemple, le bon fonctionnement de la réserve serait remis en question si des révisions avaient lieu simultanément dans plusieurs centrales. Les limitations découlant des éventuelles prescriptions de l'EiCom pour la mise en réserve de puissance jouent également un rôle important. L'EiCom pourrait interdire des révisions prévues qui sont contraires aux accords ou portent atteinte à la réserve (les travaux de révision prévus devant lui être annoncés) en s'appuyant sur son rôle d'autorité de surveillance générale (art. 22 LApEI). Les données à mettre à disposition en vertu de l'art. 1b, let. d, ch. 1, OOSE ne sont pas des données personnelles au sens de la loi sur la protection des données (LPD)<sup>17</sup>.

L'*al. 3* est motivé par la volonté de réduire autant que possible la charge administrative incombant à la société nationale du réseau de transport. Il est conçu pour les centrales partenaires dont les partenaires délèguent généralement l'exploitation à l'un d'entre eux comme entreprise chargée de conduire l'exploitation. Cette entreprise sera au centre de la réalisation de la réserve. L'équilibre interne sera en règle générale réglementé de manière qu'une activité comme la gestion de la réserve soit couverte par ce que les (autres) partenaires ont délégué au partenaire ou à l'entreprise en charge de l'exploitation (l'al. 3 vise à permettre la conclusion d'un accord avec cette entreprise ; même dans le cas où la conduite de l'exploitation n'était pas confiée à une entreprise partenaire, l'al. 3 pourrait s'appliquer).

En raison de l'importance de l'entreprise chargée de conduire l'exploitation, il paraît judicieux que la société nationale du réseau de transport puisse conclure ce contrat concernant la participation à la réserve directement avec elle (demeure réservé le cas où un partenaire s'oppose au fait que l'entreprise chargée de conduire l'exploitation agisse à sa place pour ce qui est de la réserve – aucun contrat ne peut alors être conclu entre la société nationale du réseau de transport et l'entreprise chargée de conduire l'exploitation). De cette manière, un même contrat peut intégrer les aspects techniques de l'exploitation qui doivent de toute façon être réglés avec l'entreprise assurant l'exploitation. Si un tel regroupement dans le même contrat n'est pas possible, il convient de réglementer ces aspects séparément (voir dernière phrase).

---

<sup>17</sup> RS 235.1

#### *Art. 8 Indemnité forfaitaire et rémunération pour la mise en réserve de puissance*

*Al. 1 et 2 :* l'art. 8e, al. 1, LApEI énonce que les participants à la réserve hydroélectrique reçoivent une indemnité forfaitaire pour la conservation d'énergie. La loi stipule que l'indemnité pour la conservation doit être fixée préalablement, appropriée et forfaitaire, c'est-à-dire qu'elle ne doit pas prendre en considération les particularités individuelles des diverses centrales hydroélectriques à accumulation. De plus, cette indemnité est déterminée en fonction des gains non obtenus et tient compte de la situation actuelle du marché, de la différence de prix entre les mois d'hiver et les mois d'été et de la valeur de la flexibilité. La méthode de calcul en vigueur répondant à tous ces critères, elle est conservée telle quelle. L'indemnité est calculée comme suit : la valeur de base est la différence de prix moyenne sur 30 jours entre le trimestre d'hiver (janvier à mars) et le trimestre de printemps suivant (avril à juin) sur le marché à terme suisse. La période de 30 jours garantit que les fluctuations du marché à court terme ne puissent pas faire pencher la balance. Le trimestre a été choisi de manière à ce que le marché soit le plus liquide possible sur le marché à terme sur lequel s'appuie la tarification. Si les informations concernant les prix sont insuffisantes, l'EICom peut se tourner vers des alternatives. Elle calcule l'indemnité forfaitaire modérée chaque année et publie la valeur. Pour indemniser la flexibilité, la valeur de base est multipliée par le facteur 1,3. L'EICom a déterminé cette valeur grâce à la modélisation d'une centrale hydroélectrique à accumulation générique. Les recettes sur le marché *day ahead* ont été simulées une fois avec réserve et une fois sans. La différence de recettes a été mise en relation avec la différence de prix entre le premier et le deuxième trimestre calendaire. Il en résulte en moyenne un facteur de 1,2 à 1,3 sur les cinq dernières années. Le modèle s'est appuyé sur une prévision de prix parfaite sur le marché *day ahead*, de manière à se rapprocher des conditions de commercialisation effectives sur l'ensemble des marchés à court terme. En cas de modifications importantes du parc de centrales ou de la structure du marché de l'électricité, il convient d'examiner le facteur de flexibilité. Au final, l'EICom établit le taux en EUR/MWh. Pour les différents participants à la réserve, il est multiplié par la quantité d'énergie constituant la réserve, ce qui permet d'établir l'indemnité forfaitaire individuelle.

*L'al. 3* définit l'indemnité forfaitaire en cas d'adaptation ultérieure de la quantité d'énergie à conserver. Lorsque cette quantité augmente, une indemnité forfaitaire supplémentaire calculée selon la même méthode est due. La période pertinente pour déterminer la valeur de base pour la conservation supplémentaire est la période de 30 jours calendaires précédant l'annonce des valeurs-clés adaptées (de la nouvelle quantité d'énergie à conserver). On s'assure ainsi que l'indemnité forfaitaire reflète la situation actuelle du marché. Une réduction de cette quantité équivaut à une dissolution partielle de la réserve. L'eau ainsi libérée est mise à disposition pour un usage régulier. Dans ce cas de figure, il faut partir du principe que la situation d'approvisionnement est très détendue et que les prix du marché sont dès lors bas. En raison de la valeur relativement faible de l'eau libérée, aucun remboursement n'est dû.

*L'al. 4* traite du montant de la rémunération pour une éventuelle mise en réserve de puissance selon l'art. 8f, al. 5, LApEI. Cette mise en réserve de puissance doit faire l'objet d'une rémunération supplémentaire, car elle constitue une restriction plus importante qu'une simple réserve d'énergie pour l'exploitant d'une centrale. L'EICom ne fixe pas préalablement cette rémunération de manière abstraite, mais en fonction de la situation. Eu égard aux diverses raisons pouvant justifier une mise en réserve de puissance, il est difficile de fixer des critères de calcul concrets dans l'OIREI. Comme l'indemnité forfaitaire pour la conservation d'énergie, la rémunération pour une éventuelle mise en réserve de puissance doit être appropriée. L'EICom doit tenir compte de la situation du moment ; on ne saurait exclure que la rémunération ne soit pas fixée uniformément pour les différents exploitants (p. ex. en raison d'un degré d'implication différent).

#### *Art. 9 Valeurs-clés et conception de la réserve*

Cette disposition précise la compétence de l'EICom pour définir les valeurs-clés de la réserve thermique. Le dimensionnement porte sur la puissance totale de cette réserve et sur sa répartition entre ses différents éléments. Les critères de participation englobent des exigences techniques et opérationnelles qui peuvent varier selon la catégorie d'installation. En font notamment partie les puissances minimales et

la disponibilité technique. La période de disponibilité indique le laps de temps pendant lequel les installations doivent être disponibles pour la réserve. Elle peut se fonder sur les mois d'hiver critiques. Les exigences minimales relatives à la disponibilité opérationnelle précisent la capacité technique d'utilisation. Cela englobe la durée maximale de préchauffage, la durée minimale d'exploitation, le degré de disponibilité, les périodes de maintenance et des prescriptions sur le stockage et l'approvisionnement en combustibles. Ces paramètres doivent tenir compte des caractéristiques spécifiques des différentes catégories d'installations. La durée maximale du recours à la réserve prend en considération les limites techniques des installations thermiques, notamment en ce qui concerne les stocks de combustibles et les intervalles de maintenance.

L'*al.* 2 précise le mandat inscrit dans la loi à l'art. 8*b*, al. 3, let. b, LApEI. La mention de la « grande disponibilité » vise à assurer une grande probabilité de pouvoir recourir aux installations concernées durant toute la période prévue. La « grande flexibilité » se réfère à la capacité à mettre à disposition la pleine puissance à brève échéance et à l'adapter en fonction des besoins.

#### *Art. 10 Exceptions à l'exigence de fonctionnement en tant qu'installation bicomcombustible*

Il est envisageable de devoir recourir à une installation ne disposant pas d'un mode de fonctionnement bicomcombustible pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. C'est par exemple le cas de la solution transitoire d'Ansaldo à Birr (turbine à gaz GT26), qui ne fonctionne qu'au gaz.

Pour les installations fonctionnant avec du combustible liquide, le mode de fonctionnement bicomcombustible est superflu lorsque le combustible est stocké en quantité suffisante en Suisse et la logistique de transport est garantie. La sécurité d'approvisionnement est donc assurée, et la prescription d'un second combustible occasionnerait uniquement des coûts plus élevés sans apporter une valeur ajoutée.

#### *Art. 11 Obligations des exploitants d'installations de transport par conduites*

Cette disposition précise l'art. 8*i* LApEI, qui contraint les exploitants de conduites de gaz auxquelles est raccordée une centrale de réserve à proposer à l'exploitant de cette centrale des conditions d'utilisation du réseau adaptées au recours à ladite centrale. On entend par conditions adaptées des produits journaliers dont la disponibilité doit être garantie aux exploitants des centrales de réserve.

#### *Art. 12 Participation d'installations CCF à la réserve thermique*

*Al. 1* : s'appuyant sur l'art. 8*k*, al. 3, LApEI, le Conseil fédéral décide que les installations CCF d'une puissance inférieure à 30 MW sont considérées comme des « petites installations CCF ». Conformément à la loi, celles-ci doivent participer à la réserve d'électricité par l'intermédiaire d'un agrégateur.

*Al. 2* : les exploitants d'installations CCF dont la puissance est égale ou supérieure à 30 MW peuvent conclure un contrat directement avec la société nationale du réseau de transport ou participer à la réserve par l'intermédiaire d'un agrégateur. Cette flexibilité permet aux grandes installations d'opter pour la forme de participation qui leur convient le mieux au vu de leurs spécificités opérationnelles. Une participation directe implique que l'exploitant de l'installation ait conclu un contrat concernant le recours à la réserve avec la société nationale du réseau de transport.

Selon la loi, les groupes électrogènes de secours sont tenus de participer par l'intermédiaire d'un agrégateur, quelle que soit leur puissance.

#### *Art. 13 Rémunération pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF en cas de participation par l'intermédiaire d'un agrégateur*

Cette disposition fixe les modalités de rémunération en cas de participation de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF par l'intermédiaire d'agrégateurs. La loi prévoit deux composantes distinctes de la rémunération : la rémunération annuelle visée à l'art. 8*e*, al. 2, LApEI, qui est versée aux exploitants des installations, et le forfait de prestations mentionné à l'art. 8*l*, al. 4, LApEI, qui indemnise l'agrégateur pour ses prestations. La société nationale du réseau de transport règle ces deux montants

à l'agrégateur, qui transfère la rémunération annuelle aux exploitants. L'al. 2 exige que les deux composantes soient présentées séparément dans l'offre et dans le décompte. Cela contribue à la transparence et garantit la traçabilité des flux financiers. Si des mesures de mise à jour de l'installation sont nécessaires, les rémunérations correspondantes doivent également être indiquées séparément. Le montant de ces trois types de rémunérations découle de la procédure d'appel d'offres. Les agrégateurs incluent dans leur offre leurs propres prestations, y compris les frais d'acquisition des capacités de production.

Pour pouvoir évaluer les offres conformément aux critères d'adjudication, les différents postes doivent indiquer séparément dans les offres et dans les décomptes l'indemnité destinée aux producteurs, la rémunération de la prestation d'agrégation et le coût des mesures de mise à jour.

#### *Art. 14 Utilisation des groupes électrogènes de secours et des installations CCF durant la période de disponibilité*

L'art. 8k, al. 4, let. b, LApEI permet au Conseil fédéral de prévoir des dérogations à l'interdiction d'utilisation pendant la période de disponibilité. La présente disposition fait usage de cette possibilité. Conformément à l'art. 8k, al. 4, let. a, LApEI, le Conseil fédéral peut prévoir que les installations CCF ne peuvent pas participer à la réserve d'électricité si elles obtiennent des aides financières. Il n'existe actuellement aucune base légale pour soutenir les installations CCF. Par conséquent, le Conseil fédéral ne fait pas usage de la compétence que lui accorde l'article précité.

Une utilisation pour les propres besoins de l'exploitant n'est admise que lors de situations exceptionnelles, c'est-à-dire en cas d'effondrement du réseau ou de pénurie grave. Le maintien des fonctions opérationnelles critiques prime alors. En ce qui concerne les installations CCF, seule la production d'électricité est considérée comme une utilisation pour les propres besoins de l'exploitant, pas l'exploitation en mode chaleur. L'installation n'étant pas disponible pour la réserve lorsqu'elle est utilisée pour les propres besoins de l'exploitant, la rémunération est réduite proportionnellement. On veille ainsi à ne rémunérer que la disponibilité effective.

Des services-système peuvent être fournis, à condition que la fonction primaire de la réserve d'électricité ne soit pas menacée. La société nationale du réseau de transport vérifie au cas par cas si la fourniture de services-système est compatible avec la disponibilité pour le recours à la réserve à ce moment-là. Les services-système n'engendrent aucune réduction de la rémunération, car l'installation reste disponible pour la réserve. Une telle prescription n'est pas nécessaire pour la réserve liée à une réduction de la consommation, car de manière générale, les consommateurs d'électricité qui y participent peuvent opérer sur le marché de l'électricité.

#### *Art. 15 Rémunération pour la mise à niveau de groupes électrogènes de secours*

Cette disposition précise les compétences visées à l'art. 8m LApEI. La rémunération des travaux de mise à niveau vise à garantir la capacité requise de groupes électrogènes de secours respectueux de l'environnement pour la réserve thermique.

Cette rémunération est subordonnée à deux conditions cumulatives : la mesure doit être nécessaire au respect des valeurs limites d'émissions et contribuer au dimensionnement visé de la réserve thermique. On évite ainsi de rémunérer des mises à niveau lorsque des installations conformes sont déjà disponibles en nombre suffisant. Cette subsidiarité garantit une utilisation efficace des ressources.

Les mesures de mise à niveau concernées par une rémunération englobent en premier lieu les catalyseurs RCS, qui servent à réduire les émissions d'oxydes d'azote, et les filtres à particules. Ces technologies ont fait leurs preuves pour permettre aux groupes électrogènes de secours existants de respecter les valeurs limites d'émissions des moteurs à combustion stationnaires. La clause d'ouverture figurant à l'al. 2, let. c, autorise la rémunération d'autres mesures nécessaires sur le plan technique.

L'engagement de participation de cinq ans est fixé à l'art. 2, al. 1, let. c. Cette durée garantit que les investissements financés par des fonds publics serviront à long terme à la sécurité d'approvisionnement.

#### *Art. 16 Contrat portant sur la participation à la réserve thermique*

*Al. 1* : la participation à la réserve thermique est subordonnée certes aux prescriptions de l'OIREI et aux valeurs-clés de l'EiCom, mais aussi et surtout à un contrat conclu entre chaque participant et la société nationale du réseau de transport. Les contrats devraient être uniformes ; néanmoins, des différences sont tout à fait possibles en raison de la diversité des installations (centrales de réserve, groupes électrogènes de secours, installations CCF).

*Al. 2* : pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF d'une puissance inférieure à 30 MW, la société nationale du réseau de transport conclut le contrat avec l'agrégateur, et non avec les différents exploitants des installations. Cela correspond aux conditions de participation visées à l'art. 15, al. 1.

*Al. 3* : cette disposition énumère les principaux contenus du contrat, ce qui nécessite de nombreuses réglementations. Par exemple, pour la durée et la période de mise à disposition (*let. b* et *c*), il faut aussi définir les besoins relatifs aux agents énergétiques ; pour la réglementation des tests de fonctionnement (*let. e*), il convient également de prendre en compte les spécificités du type d'installation concernée. La *let. g* exige explicitement la fixation d'une quantité minimale à conserver pour l'agent énergétique utilisé par l'installation en question. La *let. h* veille à ce que obligations de renseigner l'entité visée à l'art. 8u LApEI et de communiquer avec elle figurent dans le contrat. La peine conventionnelle (*let. i*) sert à couvrir les obligations liées à la réserve ; d'autres éléments que ceux qui concernent la réserve hydroélectrique peuvent être importants pour fixer cette peine.

*Al. 4* : cette disposition constitue le deuxième échelon d'une cascade de contrats. L'al. 1 régit la relation entre la société nationale du réseau de transport et l'agrégateur, tandis que l'al. 4 porte sur la relation entre l'agrégateur et les différents exploitants des installations. Les obligations doivent être transférées à cette seconde relation de telle sorte que les exploitants mettent correctement les installations au service de la réserve. Pour l'essentiel, ces contrats devraient présenter les mêmes contenus qu'à l'al. 3, mais sous une forme adaptée. Au demeurant, la société nationale du réseau de transport peut définir directement avec les exploitants d'autres modalités techniques d'exploitation.

*Al. 5* : en cas d'obligation de participation à la réserve thermique prononcée par le DETEC en vertu de l'art. 8c, al. 6, LApEI, une base de travail et une base légale sont également nécessaires pour tous les aspects de l'utilisation de la réserve. Le contenu uniforme des contrats fait partie intégrante de l'obligation. Si les exploitants et la société nationale du réseau de transport ne s'accordent pas ou si les circonstances nécessitent une dérogation, le DETEC peut, si nécessaire, définir d'autres contenus ou déroger au principe de l'uniformité des contrats par voie de décision.

#### *Art. 17 Valeurs-clés*

Par analogie avec la gouvernance établie pour la réserve hydroélectrique, l'EiCom fixe également, sous la forme d'une directive, des valeurs-clés pour la réserve liée à une réduction de la consommation en vue de la mise en œuvre. Outre le dimensionnement (*let. a*), la définition des critères de participation (*let. b*), tels qu'un volume minimal pour la puissance ou la quantité d'électricité pouvant être réduites, est primordiale en la matière. Lorsque ce volume minimal n'est pas atteint, l'offre doit être regroupée avec d'autres et soumise par l'intermédiaire d'un agrégateur. Font également partie des critères de participation les exigences minimales sur la limite systémique, qui indiquent les points de mesure à mentionner dans l'offre. Par exemple, il serait peu opportun qu'une offre ne comprenne qu'une seule installation de production alors qu'il existe dans la même entreprise une installation de secours qui ne participe pas à la réserve. Dans le cas d'un recours à la réserve, l'entreprise pourrait alors enclencher l'installation de secours, et au final il n'y aurait en termes nets aucune diminution de la consommation d'électricité. Une limite systémique englobant tous les points de mesure en Suisse du même secteur d'une entreprise semble judicieuse. De même, il conviendrait d'exclure les points de mesure par lesquels de l'électricité extérieure à la limite systémique pourrait être injectée dans l'entreprise. On peut citer à titre d'exemple une flotte de véhicules électriques qui, en cas de recours à la réserve, serait

rechargée en dehors de l'entreprise et dont l'électricité pourrait y être réinjectée localement. Par ailleurs, les critères de participation doivent préciser si et à quelles conditions les offres peuvent être révoquées et si les points de mesure peuvent être remplacés le cas échéant. Enfin, ces critères comprennent également des indications sur le contrat avec les fournisseurs d'électricité, comme l'obligation d'informer les fournisseurs (en amont) de la quantité d'énergie libérée en cas de recours à la réserve. De plus, il pourrait être judicieux que seuls les contrats de livraison indiquant les prix du marché sous une forme appropriée donnent le droit de participer.

La méthode servant à définir la consommation de référence (*let. c*) et, partant, la consommation garantie (cf. art. 18) constitue une autre valeur-clé importante. La consommation de référence indique le niveau de la consommation d'électricité d'une entreprise en temps normal. La quantité d'électricité pouvant être réduite correspond à la différence entre la consommation de référence et la consommation garantie pour laquelle a opté l'entreprise. En l'espèce, l'EiCom précise également si la puissance garantie doit présenter une valeur constante – pendant la durée de conservation – ou si un profil (par quart d'heure) est également admis pour illustrer, par exemple, les rythmes diurnes et nocturnes de la consommation d'électricité. En ce qui concerne la consommation de référence, il est probable qu'une estimation *ex-ante* basée sur la consommation empirique (p. ex. des cinq années précédentes) et un décompte *ex-post* reposant sur la consommation effective soient pertinents. L'estimation *ex-ante* permet de déterminer le volume disponible de la réserve lors de l'appel d'offres. La rémunération pour la participation est ensuite calculée, à raison, de manière *ex-post* sur la base de la consommation effective. De plus, une pondération de la consommation de référence sera vraisemblablement nécessaire. Le plus simple serait d'appliquer la même pondération à la consommation pendant tous les mois d'hiver. Une pondération plus complexe, basée sur le prix de l'électricité, pourrait toutefois être judicieuse pour atténuer l'incitation à reporter une consommation d'électricité aussi élevée que possible vers la période de conservation afin d'accroître la quantité d'électricité pouvant être réduite – et donc la rémunération pour la participation. D'autres commentaires sur ce déclassement (*derating*) figurent dans l'étude sur l'organisation de la réserve liée à une réduction de la consommation<sup>18</sup>.

Par ailleurs, la structure et le contenu des offres soumises dans le cadre d'un appel d'offres doivent être définis (*let. d*). Une offre doit notamment mentionner la puissance garantie, la consommation de référence, les points de mesure concernés et le montant de la rémunération pour la participation.

De même, il faut fixer les modalités de l'appel d'offres (*let. e*). Cela englobe la fréquence et les dates auxquelles l'appel d'offres a lieu ainsi que la procédure de fixation du prix (procédure du prix de l'offre ou procédure du prix unique). L'EiCom peut communiquer au préalable une valeur cible ou une plage pour le volume d'énergie réductible à acquérir. Elle peut toutefois également subordonner le volume d'acquisition aux coûts proposés pour obtenir un rapport coût/utilité aussi avantageux que possible. L'EiCom est libre de publier les résultats de l'appel d'offres sous une forme anonymisée. En particulier, la divulgation des seuils de prix et des volumes de réduction correspondants augmenterait la transparence pour tous les acteurs du marché.

Parmi les valeurs-clés, l'EiCom indique également la période de disponibilité de la réserve et la durée maximale du recours à la réserve (*let. f et g*). La réserve doit être disponible pendant les mois d'hiver critiques. Une disponibilité tout au long de l'année est cependant envisageable pour couvrir le cas très improbable, mais pas impossible, d'une pénurie critique en dehors de l'hiver. Il y aurait alors une congruence avec le remboursement du supplément pour la réserve, qui est exécuté toute l'année.

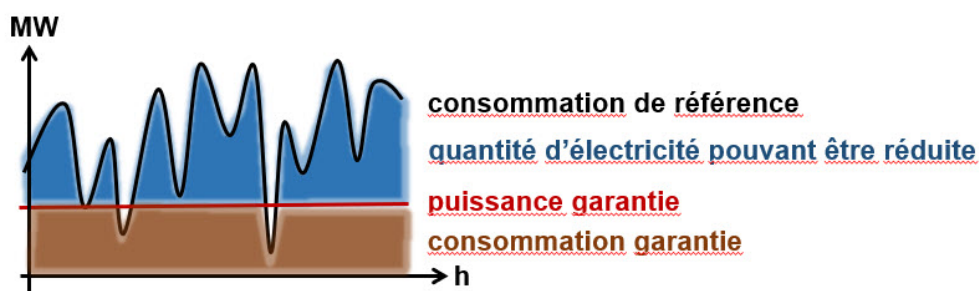
Il est opportun de réaliser des tests de recours à la réserve pour s'assurer que la réserve liée à une réduction de la consommation fonctionne parfaitement en cas de besoin. L'EiCom définit les dispositions requises en la matière (*let. h*). Il est important que les entreprises ne subissent aucune défaillance majeure. Par exemple, il peut être judicieux de limiter un test de recours à la réserve à quelques heures ou

---

<sup>18</sup> Étude « Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve », (en allemand, avec un résumé en français), Consen-tec/ZHAW, octobre 2025, mandatée par l'OFEN

de simuler une réduction de la charge uniquement dans la mesure nécessaire pour garantir le fonctionnement des processus de recours à la réserve, sans pour autant provoquer un arrêt complet de la production industrielle.

*Art. 18 Quantité d'électricité dont la consommation peut être réduite et rémunération pour la participation*



*Figure : Dimensionnement de la réserve liée à une réduction de la consommation*

Les entreprises qui participent à l'appel d'offres pour la réserve liée à une réduction de la consommation déterminent elles-mêmes la quantité d'énergie qu'elles souhaitent apporter à cette réserve. Dans un cas extrême, elles s'engagent à ne plus utiliser d'électricité provenant du réseau pendant le recours à la réserve. Elles peuvent néanmoins également décider de maintenir une exploitation minimale ou partielle pendant ce recours. Dans tous les cas, une entreprise indique la puissance maximale qu'elle peut encore acquérir sur le réseau (puissance garantie) lors d'un recours à la réserve. La quantité d'énergie qu'une entreprise apporte à la réserve (quantité d'électricité pouvant être réduite) correspond à sa consommation usuelle (consommation de référence) moins la consommation garantie (cf. figure ci-dessus). Si une entreprise est, par exemple, disposée à ne pas utiliser d'électricité provenant du réseau du tout pendant le recours à la réserve (puissance garantie = 0), elle participe entièrement à la réserve à hauteur de sa consommation usuelle. Une pondération de la consommation de référence pourrait être judicieuse pour éviter les incitations erronées (cf. à ce sujet le commentaire de l'art. 17 « Valeurs-clés »). Il convient également de souligner qu'une consommation réduite d'électricité en raison d'un recours à la réserve contribuerait au respect d'un éventuel contingentement au titre de la LAP, car la consommation d'électricité du mois correspondant de l'année précédente est déterminante pour calculer ce contingentement, et non le recours à la réserve (cf. fiche d'information du DEFR sur le contingentement). Il est cependant interdit de revendre dans le cadre du négoce contingenté la part excédentaire du contingentement qui résulte d'un recours à la réserve, car cela annihilerait l'impact de cette dernière.

Le prix pour la réserve d'énergie est calculé au terme de l'appel d'offres (en francs par MW/h). En le multipliant par la quantité d'électricité dont la consommation peut être réduite (en MW/h), on obtient la rémunération qu'une entreprise reçoit pour sa participation à la réserve.

*Art. 19 Prix du marché déterminants en cas de recours à la réserve*

Sur le marché *day ahead* de la bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT, les blocs horaires du jour suivant pour la zone de marché suisse sont mis aux enchères quotidiennement à 11 heures. Lorsque le prix du marché en résultant pour un bloc horaire dépasse le seuil de prix fixé dans le contrat entre un fournisseur et un consommateur final, ce dernier peut prélever sur le réseau pendant l'heure concernée, au plus, la puissance garantie. Si la bourse suisse venait à l'avenir à passer aux blocs de négociation par quart d'heure, ces prix seraient déterminants pour constater un dépassement du seuil de prix.

*Art. 20 Interdiction de compenser la réduction de la consommation*

La réserve liée à une réduction de la consommation déploie ses effets uniquement lorsqu'un recours à la réserve se traduit effectivement par une restriction de la consommation d'électricité. L'*al. 1* précise qu'en cas de recours à cette réserve, il n'est pas permis de compenser cette restriction à un autre endroit. En fixant des critères de participation appropriés, l'EiCom essaie d'emblée d'exclure un tel comportement (p. ex. à travers une obligation de divulguer les éventuels contrats de couverture). Si l'on constate a posteriori que la consommation d'électricité des points de mesure participants a néanmoins été compensée ailleurs (à des points de mesure ne participant pas à la réserve) pendant un recours à cette dernière, les sanctions administratives visées à l'art. 8f LApEI et les amendes figurant à l'art. 29 LApEI s'appliquent.

De plus, l'*al. 2* énonce que les groupes électrogènes de secours et les installations CCF participant à la réserve thermique ne peuvent pas prendre part à la réserve liée à une réduction de la consommation.

#### *Art. 21 Consignes concernant le recours à la réserve*

Cette disposition est reprise de l'art. 17 OIRH sous une forme légèrement modifiée.

Il convient d'opérer une distinction entre les prescriptions et les critères à prendre en considération lors d'un recours à la réserve d'électricité et les critères dont il faut tenir compte selon l'art. 8b, al. 3, LApEI lors de la conception de cette réserve. Pour ce qui est du recours à la réserve, les consignes *ad hoc* prévoient un ordre des priorités à suivre à ce moment-là, cette hiérarchisation en cascade s'appliquant aussi à la conception et à la constitution de la réserve.

Le recours aux différents éléments de la réserve d'électricité est complexe. Il s'agit de mettre en place, pour le cas où il faudrait recourir à la réserve d'électricité, une coordination ou une priorisation judiciaires entre ses éléments en fonction du contexte et du problème à résoudre. L'OIREI ne convient pas pour fixer les spécifications détaillées nécessaires à cet effet. L'EiCom doit donc les définir dans des consignes concernant le recours à la réserve, à l'appui des exigences de l'OIREI. Comme pour la définition des valeurs-clés visées aux art. 4, 9 et 17, les prescriptions et les critères concernant le recours à la réserve ne constituent ni une règle de droit ni une décision, mais plutôt une étape visant à concrétiser l'application du droit. L'EiCom peut, par exemple, déterminer les spécifications dans une directive, car les consignes concernant le recours à la réserve sont destinées à la société nationale du réseau de transport, qui exécute ce recours. Ces consignes ne portent pas sur le recours à la réserve liée à une réduction de la consommation, qui est déclenché par un signal du marché ou par son utilisation : dès que les prix du marché dépassent le seuil de prix fixé dans le contrat entre le fournisseur d'électricité et un consommateur final, ce dernier doit réduire sa consommation d'électricité à la quantité convenue (cf. art. 8g, al. 1, LApEI). En général, on recourra donc d'abord à la réserve liée à une réduction de la consommation avant de faire appel aux autres éléments de la réserve d'électricité.

L'*al. 2* énumère les principaux objectifs et les critères à prendre en compte dans les consignes concernant le recours à la réserve. Le type de pénurie susceptible de se produire et la disponibilité des différentes réserves d'énergie jouent un rôle important en la matière. Si, par exemple, la quantité d'eau dans les lacs d'accumulation est plutôt faible, mais que les combustibles destinés aux centrales de réserve sont largement disponibles, celles-ci doivent être utilisées en priorité. Outre l'énergie (probablement) disponible, la puissance à disposition est également décisive. La réserve hydroélectrique offre généralement une puissance élevée, mais une quantité d'énergie limitée. C'est exactement l'inverse pour les centrales de réserve. Celles-ci sont donc très importantes pour les pénuries prolongées, car la réserve hydroélectrique sert surtout à surmonter une pénurie de courte durée en hiver ou au printemps. Il est prévu de recourir de préférence à la réserve hydroélectrique, à condition que rien ne s'y oppose sur le plan technique (cf. critère de priorisation précisé à l'*al. 2*, let. c : « limiter autant que possible les émissions de bruit ou de polluants et les effets sur le climat »).

Pour ce qui est des centrales de réserve, il faut considérer les différents rejets d'émissions si on y fait recours. Les émissions générées par la production d'électricité dans les centrales thermiques à combustibles fossiles varient fortement en fonction de la technologie utilisée. L'impact des centrales de

réserve sur l'environnement dépend donc non seulement de leur durée d'utilisation ou de la quantité d'électricité produite, mais également dans une large mesure de l'ordre dans lequel ces centrales seront exploitées. Il faut également tenir compte du fait que les incidences sur la qualité de l'air peuvent varier considérablement en fonction du site et des conditions météorologiques. Afin de réduire au maximum les conséquences sur l'environnement, les consignes concernant le recours à la réserve donnent la priorité aux installations présentant de faibles émissions.

#### *Art. 22 Recours à la réserve en cas d'absence d'équilibre du marché*

En général, l'offre sur le marché est suffisante pour couvrir intégralement la demande d'électricité. En cas de pénurie, il se peut cependant que la demande excède l'offre pendant quelques heures (absence d'équilibre du marché), contraignant la société nationale du réseau de transport à recourir à la réserve d'électricité. Les exploitants qui participent à celle-ci sont alors tenus de notifier, à la société nationale, la puissance et l'énergie disponibles (al. 1, let. a). Les groupes-bilan nécessitant un recours à la réserve lui communiquent leurs besoins en électricité pour le jour suivant (let. b). Ces informations permettent à la société nationale du réseau de transport de calculer la quantité requise dans le cadre du recours à la réserve. La gestion opérationnelle du recours à la réserve incombe à la société nationale du réseau de transport (art. 8b, al. 6, LApEI).

#### *Art. 23 Cas particuliers du recours à la réserve*

L'art. 8p, al. 6, let. a, LApEI autorise le Conseil fédéral à prévoir un recours à la réserve, même en cas d'équilibre du marché, dans les cas exceptionnels visés aux ch. 1 à 4. Le Conseil fédéral fait usage de cette compétence dans le présent article et précise les conditions d'un recours à la réserve dans des cas particuliers déjà inscrits en partie à l'art. 19, al. 1 à 3, OIRH. L'al. 2, let. c, ajoute à présent la possibilité d'un recours à la réserve à des fins de test.

L'al. 1 prévoit que la société nationale du réseau de transport peut recourir à la réserve hydroélectrique et à la réserve thermique en cas de menace d'instabilité du réseau. La prise de mesures visant à garantir la stabilité du réseau est l'une de ses tâches selon la LApEI (cf. art. 20, al. 2, let. c, et art. 20a, LApEI).

Selon l'al. 2, l'EICom peut ordonner le recours à la réserve hydroélectrique et à la réserve thermique dans les cas visés aux let. a à c. La gestion opérationnelle incombe à la société nationale du réseau de transport dans ces cas également.

La let. a cite le cas d'un accord international de solidarité. La Suisse n'a actuellement aucun accord de solidarité dans le domaine de l'électricité qui comprend un tel engagement concret et contraignant. Si elle devait en conclure un à l'avenir, cette disposition jette les bases d'un recours à la réserve même en cas d'équilibre du marché. L'OIRH prévoit que la société nationale du réseau est compétente pour ce recours. Il semble désormais judicieux que l'EICom ordonne ce dernier, car un accord de solidarité pourrait comprendre des termes nécessitant une interprétation, des valeurs prévisionnelles et des évaluations, notamment en ce qui concerne les conditions de déclenchement du mécanisme de solidarité. C'est donc le régulateur qui devrait procéder à cette interprétation et à cette évaluation.

La let. b mentionne le recours à une centrale de réserve afin d'amener de l'énergie supplémentaire à la réserve hydroélectrique. Ce cas est subordonné au fait que, sans cette mesure, cette dernière ne permette vraisemblablement pas d'assurer l'approvisionnement en électricité durant la suite de l'hiver. L'un des cas envisagés serait la constatation, au cours de l'hiver, que la réserve hydroélectrique, telle qu'elle a été dimensionnée, ne suffit pas en raison de changements dans la situation en matière d'approvisionnement (p. ex. réduction massive des capacités d'importation d'électricité étrangère). Pour limiter au maximum les distorsions de marché, la let. b prévoit que l'énergie supplémentaire produite par les centrales de réserve ne serait pas vendue sur le marché, mais amenée aux exploitants des centrales hydroélectriques à accumulation qui participent à la réserve hydroélectrique. L'électricité provenant d'une centrale de réserve viendrait donc remplacer l'électricité qu'aurait produite la centrale hydroélectrique à accumulation. L'eau ainsi « économisée » fait partie de la réserve hydroélectrique, qui augmente donc. Les critères d'un tel renforcement de cette réserve doivent être interprétés de manière très restrictive,

pour éviter qu'il se substitue à des mesures plus appropriées fondées sur le marché (p. ex. réduction de la consommation d'électricité ou investissements dans la production d'électricité [d'origine renouvelable]). L'EiCom étant responsable de la constitution et du dimensionnement de la réserve d'électricité (art. 8, al. 2, première phrase, LApEI), il est logique qu'elle ordonne le recours à une centrale de réserve dans le but susmentionné. Celle-ci peut s'appuyer sur les résultats d'analyses à court terme de la sécurité d'approvisionnement et se fonder sur des critères tels que des prix durablement très élevés sur les marchés à terme. L'EiCom définit la procédure et instruit la société nationale du réseau de transport en conséquence.

Selon la *let. c*, l'EiCom peut ordonner le recours à la réserve hydroélectrique et à la réserve thermique pour vérifier la disponibilité et le caractère opérationnel des installations participant à la réserve. Cela peut être réalisé, d'une part, dans le cadre de tests nationaux et, d'autre part, pour tester certaines installations de son propre chef ou sur demande des exploitants. Un test national de la disponibilité a été mené avec succès en octobre 2023 (test concernant les processus) et en février 2024 (test concernant la fourniture énergétique)<sup>19</sup>. La réalisation de ces tests est extrêmement complexe et requiert une planification, des entretiens et une coordination entre les différents acteurs. Par exemple, un test énergétique doit définir la manière dont l'énergie produite est utilisée. La compétence de l'EiCom pour effectuer ces tests, tester certaines installations ou autoriser un test à la demande d'un exploitant découle de sa responsabilité en matière de sécurité d'approvisionnement (art. 22, al. 4, LApEI), notamment pour la constitution et le dimensionnement de la réserve d'électricité (art. 8b, al. 2, LApEI).

#### *Art. 24 Remboursement des coûts occasionnés en raison de l'obligation de participation à la réserve en cas de recours à celle-ci*

Les groupes électrogènes de secours et les installations CCF produisent de l'électricité de manière décentralisée. Plusieurs acteurs doivent interagir afin que l'électricité soit disponible pour la réserve d'électricité à l'échelle de la Suisse et que les processus de gestion de l'énergie puissent se dérouler correctement en cas de recours à la réserve. Les gestionnaires de réseau de distribution, les groupes-bilan et les fournisseurs d'électricité doivent préparer les données nécessaires et les mettre à la disposition des acteurs impliqués (art. 8g, al. 1, LApEI). Ces données sont variées (p. ex. informations sur les exigences relatives aux besoins en énergie et notifications des puissances effectivement disponibles). Bien que la plupart de ces données soient partagées de manière automatisée, cet échange requiert dans certains cas des charges uniques ou des charges récurrentes, telles que les frais de transmission des données dans la logistique propre aux carburants ou l'installation d'un compteur étalonné supplémentaire pour qu'un gestionnaire de réseau de distribution puisse mesurer la production d'électricité. La rémunération visée à l'art. 8e, al. 2, LApEI n'indemnisant que la disponibilité, ces coûts peuvent ne pas être couverts selon les circonstances. Ils seront donc remboursés aux gestionnaires de réseau de distribution, aux groupes-bilan et aux fournisseurs d'électricité contre remise d'un justificatif.

Cette disposition ne concerne pas la transmission des données de mesure pour la réserve liée à une réduction de la consommation, qui incombe aux gestionnaires de réseau dans le cadre de leur obligation d'échanger des données (art. 17f LApEI).

#### *Art. 25 Rapport*

Cet article charge l'EiCom d'observer et d'évaluer de manière approfondie la mise en œuvre de la réserve d'électricité. L'EiCom établit régulièrement un rapport public à ce sujet, dans lequel elle évalue notamment la fréquence et la durée d'utilisation des différents éléments de la réserve d'électricité (volumes, dates et causes) et présente les coûts de cette réserve ainsi que les éventuelles adaptations à apporter à son dimensionnement, à sa conception et à son développement ultérieur.

---

<sup>19</sup> Cf. EiCom, « Winterreserve : Bereitschaftstest 2024 », rapport de l'EiCom (en allemand, avec un résumé en français), Berne, mai 2024, consultable à l'adresse <https://www.elcom.admin.ch/dam/fr/sd-web/3FAYsjSZ8m41/Winterreserve%20%E2%80%93%20Bereitschaftstest%202024.pdf>.

*Art. 26 Financement des coûts occasionnés à la société nationale du réseau de transport par la réserve d'électricité*

*Al. 1* : une réglementation spécifique s'applique à la réserve d'électricité. Les valeurs patrimoniales nécessaires sont rémunérées uniquement avec le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 OApEI, et non avec le taux WACC, qui est plus élevé. On veille ainsi à ce que la société nationale du réseau de transport couvre ses coûts, mais ne réalise aucun bénéfice avec la réserve d'électricité. Les valeurs patrimoniales rémunérées englobent notamment le capital de roulement net pour la conservation de la réserve et les charges d'exécution.

*Al. 2* : si, sans faute de sa part, la société nationale du réseau de transport a des coûts de financement supérieurs à ceux que les intérêts théoriques couvrent, elle demande à l'EICOM de reconnaître ces coûts supplémentaires. Cette situation peut se produire, par exemple, en cas de conditions extraordinaires sur le marché ou d'un manque de liquidités imprévu. La société nationale du réseau de transport a droit à un dédommagement correspondant.

*Al. 3* : lors de l'examen de la demande de dédommagement, l'EICOM veille à ce que la réserve d'électricité ne prenne en charge qu'une part équitable des coûts de financement totaux. Elle effectue également une compensation au fil des ans : si la société nationale du réseau de transport a reçu au cours des années précédentes des intérêts théoriques supérieurs aux intérêts effectifs, le trop-perçu est compensé avec les coûts supplémentaires du moment. Cela évite une compensation excessive ou insuffisante sur la période concernée.

*Art. 27 Exécution des paiements*

Cette disposition définit la gestion opérationnelle des flux de paiement concernant la réserve d'électricité. Les modalités de paiement doivent être réglementées de manière claire, car tant la société nationale du réseau de transport que la Confédération (DETEC / OFEN) peuvent conclure des contrats avec les participants à la réserve et les exploitants peuvent être tenus de participer à cette dernière. La disposition veille à une gestion efficace et uniforme des paiements, indépendamment du type de participation.

*Al. 1* : la société nationale du réseau de transport exécute tous les paiements relatifs aux contrats qu'elle a conclus ou auxquels elle participe en tant que cocontractante. Cela concerne en particulier les contrats avec les participants à la réserve hydroélectrique selon l'art. 8n, al. 1, LApEI, les contrats découlant des appels d'offres pour la réserve thermique et la réserve liée à une réduction de la consommation visés à l'art. 8d LApEI, les contrats avec les agrégateurs pour le regroupement de groupes électrogènes de secours ou d'installations CCF ainsi que les indemnités en cas de recours au sens de l'art. 8p, al. 3, LApEI. Ces paiements sont réalisés directement via la rubrique comptable spécifique que la société nationale du réseau de transport gère pour la réserve d'électricité.

*Al. 2* : la Confédération conclut un nombre significatif de contrats directement avec les participants à la réserve. Cela concerne notamment les cinq nouvelles centrales de réserve d'une puissance totale de 583 MW, dont les contrats ont été conclus au premier semestre 2026 pour une durée de 15 ans en vertu de l'OIRH en vigueur. Les exploitants investissent des centaines de millions de francs, ce qui nécessite une sécurité contractuelle à long terme de la part de la Confédération en sa qualité de cocontractante. S'y ajoutent les contrats concernant les solutions transitoires qui ont été conclus sous le régime de l'OIRH en vigueur. Dans tous ces cas, l'OFEN exécute les paiements et facture ces coûts à la société nationale du réseau de transport. Il s'agit de coûts de la réserve d'électricité imputables en vertu de l'art. 15a, al. 1, let. b, LApEI, qui sont refinancés via la rémunération pour l'utilisation du réseau. À moyen terme, il est prévu de transférer les contrats conclus par la Confédération à la société nationale du réseau de transport, car cette dernière est chargée de constituer la réserve thermique et d'y recourir.

Lorsque les contrats auront été transférés, les paiements seront bien évidemment exécutés directement par la société nationale du réseau de transport, et non plus par l'OFEN.

*Al. 3* : lorsque le DETEC oblige les exploitants visés à l'art. 8c, al. 6, LApEI à participer à la réserve thermique, il n'y a pas de relation contractuelle classique, mais une obligation relevant de la puissance publique. Dans ce cas, le DETEC fixe la rémunération conformément à l'art. 8e, al. 2, LApEI. L'exécution opérationnelle des paiements incombe à la société nationale du réseau de transport pour garantir une gestion uniforme et utiliser l'infrastructure de paiement existante. Les exploitants tenus de participer et les participants volontaires reçoivent donc leur rémunération respective par le même canal.

#### *Art 28 Remboursement en cas de démantèlement*

*Al. 1* : une centrale de réserve construite pour participer à la réserve d'électricité et qui ne continue pas d'être exploitée doit être démantelée pour éviter qu'elle tombe en ruine (rétablissement de l'état antérieur du site concerné). Ce démantèlement englobe non seulement l'installation proprement dite, mais également les installations auxiliaires, telles que les dépôts de carburant, les bâtiments administratifs ou les stations de transformation. Des ambiguïtés sur l'obligation de démantèlement peuvent notamment découler de la délimitation entre la centrale et le réseau électrique. Lorsque l'étendue du démantèlement est contestée dans un cas particulier, le DETEC en décide après avoir auditionné la société nationale du réseau de transport, l'EICom et l'exploitant.

*Al. 2* : la société nationale du réseau de transport rembourse aux exploitants les coûts du démantèlement, en plus de la rémunération perçue pour la participation à la réserve thermique (art. 8j, al. 1, LApEI). Le montant du remboursement est fixé par le DETEC (art. 8j, al. 3, LApEI). Les coûts sont remboursés si le démantèlement est effectué de manière économique et rapide. Un démantèlement est réputé rapide lorsqu'il est achevé en l'espace de deux ans. L'exploitant doit veiller à présenter les autorisations requises et à achever les travaux en temps utile. La vente de parties de l'installation doit être exécutée dans les deux ans. Lorsque le démantèlement dure plus longtemps, les coûts échus après cette période sont remboursés uniquement si l'exploitant prouve qu'il a tout mis en œuvre pour terminer le démantèlement dans le délai précité.

*Al. 3* : l'examen de la demande repose en premier lieu sur le critère de l'économicité. Seuls les coûts effectifs qui sont directement nécessaires à une exécution adéquate et rapide des travaux de démantèlement sont imputables en tant que coûts de démantèlement. La valeur marchande des parties de l'installation concernées au terme de la participation à la réserve d'électricité est déduite des coûts de démantèlement effectifs. La valeur marchande correspond ainsi à la valeur résiduelle de l'installation. On évite ainsi de créer des avantages concurrentiels injustifiés sur le marché libre de l'électricité, qui conduiraient à une distorsion indésirable de la concurrence. La valeur résiduelle correspond au gain réalisable sur le marché en cas de vente de l'installation ou de ses différentes parties. Lors de l'examen d'une demande de remboursement, le DETEC doit vérifier non seulement les coûts de démantèlement, mais également les gains nets réalisés lors de la vente de parties de l'installation. Il s'agit en particulier de contrôler la plausibilité du prix de vente obtenu par rapport à la valeur marchande réalisable. De plus, il faut vérifier les frais qui ont été déduits pour calculer les gains nets. Si le DETEC n'est pas en mesure de le faire, il doit faire appel à un expert.

*Al. 4* : lorsque les gains nets réalisés lors de la vente de parties de l'installation sont supérieurs aux coûts de démantèlement, l'exploitant doit verser la différence à la société nationale du réseau de transport, qui tient compte du montant dans le tarif « réserve d'électricité ». Cette obligation de rembourser la différence s'intègre à la logique de la prise en compte de la valeur marchande réalisable ou suit cette logique. On évite ainsi une distorsion du marché et un « double » avantage pour l'exploitant de la centrale de réserve. La comptabilisation de cette différence dans le tarif « réserve d'électricité » bénéficie aux consommateurs finaux.

#### *Art. 29 Remboursement en cas de continuation de l'exploitation*

Si une centrale continue d'être exploitée sur le marché en tant que centrale ordinaire bénéficiant d'une autorisation correspondante, l'exploitant doit rembourser une part adéquate de l'indemnisation qu'il a perçue pour la construction (art. 8j, al. 2, LApEI). On évite ainsi de créer des avantages concurrentiels injustifiés sur le marché libre de l'électricité qui conduiraient à une distorsion indésirable de la concurrence. Par conséquent, la « part adéquate de l'indemnisation perçue pour la construction » doit couvrir la valeur résiduelle de l'installation au terme de la participation à la réserve d'électricité. Comme dans les cas visés à l'art. 33, le montant du remboursement est fixé par le DETEC (art. 8j, al. 3, LApEI). La valeur résiduelle correspond à la valeur marchande de l'installation ou des parties de l'installation à ce moment-là. Elle est déterminée grâce à une estimation axée sur le marché qui se fonde sur des transactions comparables sur le marché ou par un expert indépendant que l'exploitant et la société nationale du réseau de transport ont choisi d'un commun accord. Une évaluation de l'état technique et une comparaison avec l'état actuel de la technique peuvent compléter l'estimation.

#### *Art. 30 Informations concernant les participants à la réserve liée à une réduction de la consommation*

Cette disposition prévoit qu'à l'issue d'une enchère ou après la conclusion d'un contrat, la société nationale du réseau de transport communique à l'OFEN le nom des participants à la réserve liée à une réduction de la consommation (*let. a*), leur numéro IDE (*let. b*), leur adresse (*let. c*) et, dès qu'ils sont connus, les coûts de la réserve d'électricité en fonction de l'étendue de leur participation (*let. d*). Ces informations contribuent à une exécution correcte et efficace du remboursement.

#### *Art. 31 Conditions d'éligibilité des consommateurs finaux de droit public ou de droit privé*

Un consommateur final assumant principalement une tâche de droit public en vertu d'une disposition légale ou contractuelle n'a pas droit au remboursement (art. 14b, al. 4, LApEI). Le rendement est l'élément déterminant pour déterminer si tel est le cas. À cet effet, le rendement découlant de l'accomplissement des tâches de droit public est comparé à celui qui découle de contrats avec des particuliers.

#### *Art. 32 Montant du remboursement des coûts de la réserve d'électricité*

*Al. 1* : cette disposition précise que le montant du remboursement est calculé en fonction du rapport entre les frais d'électricité et la valeur ajoutée brute (intensité électrique) des consommateurs finaux ainsi que de l'étendue de leur participation respective à la réserve liée à une réduction de la consommation. En l'espèce, on distingue trois groupes (*let. a à c*). La formule de calcul du remboursement destiné aux consommateurs finaux relevant des *let. b* et *c* figure à l'annexe 1, ch. 1 et 2. Il va de soi que les conditions énoncées à l'art. 14c LApEI doivent être réunies pour le remboursement des coûts. Ainsi, il faut notamment que le montant remboursé au cours de l'exercice considéré s'élève au moins à 20 000 francs (art. 14c, *let. d*, LApEI).

*L'al. 2* précise que le montant remboursé par la Confédération ne porte pas intérêt.

#### *Art. 33 Convention d'objectifs*

La proposition de convention d'objectifs doit être soumise à l'OFEN au plus tard trois mois avant la clôture de l'exercice pour lequel le consommateur final demande le remboursement. Elle est élaborée en collaboration avec un tiers certifié par l'OFEN. Cet office est chargé d'examiner la proposition, mais il peut mandater des tiers à cette fin (art. 46, al. 1, en relation avec l'art. 49, al. 1, *let. b*, OEne). Il est probable qu'il fasse usage de cette possibilité et mandate des auditeurs externes. La décision d'acceptation de la proposition de convention revient cependant à l'OFEN.

#### *Art. 34 Rapport et adaptation de la convention d'objectifs*

*Al. 1* : le consommateur final doit rendre compte à l'OFEN, dans un rapport, de la mise en œuvre de la convention d'objectifs. Son rapport doit fournir des renseignements sur les données pertinentes pour vérifier le respect de cette convention pendant l'année civile concernée. Il doit être remis au plus tard le 31 mai de l'année suivante. La comparaison des valeurs effectives et des valeurs de référence concernant l'efficacité énergétique calculée permet d'identifier les écarts, tandis que la présentation des

données des années précédentes (série chronologique) indique l'évolution au fil du temps. Les écarts par rapport aux objectifs doivent être justifiés et les mesures correctrices, exposées. La disposition fixe uniquement le contenu minimum du rapport. Si l'OFEN a besoin d'autres informations pour vérifier le respect de la convention d'objectifs, il peut les demander au consommateur final.

*Al. 2* : l'OFEN peut examiner d'office ou sur demande du consommateur final si la convention d'objectifs doit être adaptée. L'examen est cependant impératif si l'efficacité énergétique du consommateur final est au moins de 10 % inférieure ou supérieure à l'objectif d'efficacité énergétique fixé pour l'année considérée et si une modification significative des faits sur lesquels reposent la convention d'objectifs et ses objectifs annuels est à l'origine de cet écart, dans la mesure où cette modification n'est pas provisoire. Un écart plus important et impossible à corriger par rapport à l'objectif fixé peut résulter d'un changement d'activité, d'une modification concernant le volume de production ou de la gamme de produits. Un examen de la convention d'objectifs peut également se révéler nécessaire en cas de fusions, de scissions ou de transferts de patrimoine.

#### *Art. 35 Demande de remboursement concernant les coûts de la réserve d'électricité*

*L'al. 1* précise que le consommateur final doit transmettre à l'OFEN sa demande de remboursement des coûts de la réserve d'électricité au plus tard six mois après la clôture de l'exercice pour lequel le remboursement est sollicité.

*L'al. 2* renvoie à l'art. 42, al. 2, let. a à c, OEné pour les justificatifs et documents à fournir.

Selon *l'al. 3*, en plus des justificatifs et documents mentionnés à l'art. 42, al. 2, let. a à c, OEné, le requérant doit joindre à la demande les documents précisés aux let. a et b, à savoir la preuve de la quantité d'électricité soutirée l'année précédente et les coûts relevant de la réserve d'électricité (let. a) ainsi qu'une confirmation établie par la société nationale du réseau de transport concernant la participation à la réserve liée à une réduction de la consommation et l'étendue de cette participation (let. b). Ces documents servent à prouver la participation à la réserve d'électricité et à calculer le remboursement.

#### *Art. 36 Valeur ajoutée brute*

Conformément à l'art. 43 OEné, la valeur ajoutée brute doit être établie sur la base des comptes annuels de l'entreprise soumise à l'obligation de tenir une comptabilité et de présenter des comptes en vertu de l'art. 957 al. 1, du code des obligations (CO). Si l'entreprise est tenue de dresser des états financiers selon une norme comptable reconnue, ceux-ci servent à déterminer la valeur brute ajoutée. L'annexe 5 OEné comprend un tableau récapitulatif sur la manière concrète de calculer cette valeur.

#### *Art. 37 Coûts d'électricité, quantité d'électricité et coûts de la réserve d'électricité*

*L'al. 1* indique explicitement que les coûts d'électricité, la quantité d'électricité soutirée et les coûts de la réserve d'électricité pendant l'exercice concerné doivent être établis sur la base de justificatifs de facture.

*L'al. 2* précise la définition des coûts d'électricité, qui correspondent aux coûts facturés au consommateur final par une entreprise d'approvisionnement en électricité ou un autre tiers. Les coûts induits par la production propre d'électricité ne sont dès lors clairement pas considérés comme des coûts d'électricité au sens de cette disposition. L'électricité issue de la production propre ne relève pas des coûts de la réserve d'électricité. La consommation d'électricité doit être déterminée avec des appareils de mesure calibrés. Les coûts d'électricité englobent les redevances et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que les coûts de la réserve d'électricité en fonction de l'étendue de la participation à la réserve liée à une réduction de la consommation.

*Al. 3* : lorsqu'un consommateur final exploite lui-même un réseau électrique pour distribuer l'électricité achetée (réseau de faible envergure), les coûts occasionnés dans ce contexte pour l'exploitation et l'entretien du réseau, c'est-à-dire ceux que le gestionnaire du réseau aurait facturés à un consommateur final ne possédant pas son propre réseau, sont également considérés comme des coûts d'électricité.

Sont exclus les coûts pour les installations internes aux bâtiments et spécifiques aux installations, quel que soit le niveau de tension auquel elles sont exploitées.

Selon l'*al. 4*, ce qui peut être refacturé à d'autres consommateurs finaux n'est pas considéré comme des coûts d'électricité.

#### *Art. 38 Examen de la demande*

L'OFEN décide si un consommateur final a droit à un remboursement. Pour ce faire, il se fonde sur la demande déposée, la convention d'objectifs, le rapport sur sa mise en œuvre ainsi que sur les informations et documents qui attestent du rapport entre les frais d'électricité et la valeur ajoutée brute, rapport qui est déterminant pour le droit au remboursement. Le remboursement concerne l'exercice incluant la période de disponibilité. Lorsque cette période concerne deux exercices, le remboursement est proportionnel.

Une réglementation spécifique s'applique aux consommateurs finaux dont l'exercice ne correspond pas à une année civile. Comme les indications fournies dans le rapport visé à l'art. 40 OEnE se réfèrent à une année civile, ces consommateurs finaux doivent toujours fournir deux rapports dans le cadre de la vérification du respect de leur convention d'objectifs. Les consommateurs finaux concernés devant déposer la demande de remboursement avant le rapport, les deux rapports nécessaires à cette vérification ne sont donc pas encore disponibles au moment de l'examen de la demande, ce qui peut être problématique si le respect de la convention d'objectifs semble être menacé pendant l'exercice à évaluer. C'est par exemple le cas si, au cours des deux années précédentes ou pendant la moitié des années relevant de la convention d'objectifs, l'efficacité énergétique du consommateur final était déjà inférieure aux objectifs fixés en la matière pour les années en question. Pour le droit au remboursement, il est alors décisif de déterminer si le consommateur final réalisera ou non l'objectif d'efficacité énergétique durant l'année à évaluer. Si le respect de la convention d'objectifs paraît menacé, l'OFEN peut suspendre la décision sur le droit au remboursement jusqu'à ce que tous les rapports requis pour vérifier ce respect pendant l'exercice concerné soient disponibles et évalués.

L'OFEN peut mandater des tiers pour vérifier les documents (art. 41 OIREI en relation avec l'art. 49, al. 1, let. b, OEnE). Il est actuellement prévu de faire appel à des sociétés d'audit. Leur évaluation a le caractère d'une recommandation. La décision sur le droit au remboursement relève de l'OFEN.

#### *Art. 39 Versement*

*Al. 1* : lorsque l'examen de la demande révèle que le consommateur final a droit à un remboursement pour l'exercice concerné, les coûts que la réserve d'électricité lui a occasionnés durant l'exercice lui sont remboursés à hauteur de sa participation à la réserve liée à une réduction de la consommation (cf. art. 14b, al. 1 à 3, LApEI).

*Al. 2 et 3* : l'OFEN fixe le montant du remboursement et ordonne à la société nationale du réseau de transport d'effectuer le versement (al. 2), contrairement au remboursement du supplément perçu sur le réseau, que l'OFEN exécute directement à partir du fonds alimenté par le supplément réseau qu'il gère. La société nationale du réseau de transport dispose des ressources correspondantes, car elle facture les coûts de la réserve d'électricité en tant que composante de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Il est donc judicieux qu'elle procède aux versements conformément aux décisions de l'OFEN. Elle confirme l'exécution du versement à l'OFEN (al. 3).

#### *Art. 40 Restitution des remboursements obtenus indûment*

*Al. 1* : Il est renvoyé aux commentaires de l'art. 48, al. 2, OEnE.

L'*al. 2* énonce que les montants sont restitués à la société nationale du réseau de transport. Comme pour ce qui est prévu à l'art. 32, al. 2, OIREI, l'OFEN ne peut exiger aucun intérêt sur le remboursement des montants.

#### *Art. 41 Recours à des tiers*

Conformément à l'art. 49 OEnE, l'OFEN peut confier des tâches concernant la procédure de remboursement des coûts de la réserve d'électricité à des organisations ou entreprises privées appropriées. Les consommateurs finaux concernés sont tenus de collaborer avec les tiers mandatés.

#### *Art. 42 Obligation de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> générées par les groupes électrogènes de secours ou les installations CCF*

Issu de l'OIRH, cet article régleme la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> : soit les exploitants sont rattachés au SEQE, soit ils doivent remettre des attestations nationales ou internationales correspondant aux émissions de CO<sub>2</sub> générées. L'obligation de compenser applicable aux centrales de réserve est définie dans la loi sur le CO<sub>2</sub>.

#### *Art. 43 Exploitation de la réserve thermique sans émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile supplémentaires*

Cette disposition concrétise l'exigence visée à l'art. 8s, al. 2, LApEI concernant l'utilisation privilégiée de combustibles neutres en CO<sub>2</sub>. La formulation oblige la société nationale du réseau de transport à prendre les devants : elle doit élaborer des appels d'offres de façon à mettre à profit les options économiquement acceptables qui ne génèrent pas d'émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile supplémentaires.

L'expression « utiliser des combustibles neutres en CO<sub>2</sub> » qui figure à l'art. 8s, al. 2, LApEI n'est pas correcte au sens strict, car un produit est neutre en CO<sub>2</sub> uniquement lorsque la prise en compte globale de son cycle de vie ne révèle aucune hausse nette du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Elle n'est donc plus utilisée dans la présente réglementation. L'art. 43, al. 2, précise que des combustibles renouvelables et des combustibles dont les émissions directes de CO<sub>2</sub> (Scope 1) sont compensées par des émissions négatives peuvent être utilisés pour l'exploitation de la réserve thermique. Cela est conforme à l'approche visée à l'art. 8s, al. 2, LApEI, à savoir que cette exploitation n'engendre aucune émission de CO<sub>2</sub> supplémentaire.

#### *Art. 44 Remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>*

L'art. 20, al. 6, OIRH est repris tel quel. Le remboursement n'est accordé qu'une seule fois. Si la taxe sur le CO<sub>2</sub> a déjà été remboursée intégralement ou partiellement dans le cadre de la législation sur le CO<sub>2</sub>, la part correspondante n'est pas restituée une nouvelle fois. Cela vaut également pour les remboursements de l'impôt sur les huiles minérales selon la législation correspondante.

#### *Art. 45 Dispositions transitoires*

Les dispositions transitoires veillent à ce que le passage des dispositions de l'OIRH au nouveau régime de la réserve d'électricité induit par la version révisée de la LApEI se fasse sans encombre. La Confédération a démarché et pris sous contrat des centrales de réserve et des groupes électrogènes de secours existants. Après l'entrée en vigueur de la version révisée de la LApEI, la société nationale du réseau de transport sera chargée de la gestion opérationnelle de la réserve d'électricité.

Les négociations contractuelles concernant les nouvelles centrales de réserve se fondent encore sur l'OIRH, car la version révisée de la LApEI n'entrera en vigueur qu'au milieu de l'année 2027. L'OFEN mène des négociations directes, car les appels d'offres précédents se sont traduits par des offres excessives sur le plan économique. Les contrats anticiperont autant que possible les futures exigences de la LApEI, notamment en ce qui concerne l'exploitation de la réserve thermique sans émissions de CO<sub>2</sub> supplémentaires. Les centrales prévues fonctionneront avec des huiles végétales hydrotraitées (HVO) ou des esters animaliers, des acides gras, des huiles et des huiles usagées (HEFA) et, à terme, de l'e-méthanol.

L'al. 1 précise que les installations existantes qui sont maintenues au-delà de l'année 2026 sont intégrées à la réserve thermique sous la responsabilité du DETEC jusqu'au transfert des contrats correspondants à la société nationale du réseau de transport.

Continuité des rapports contractuels (*al. 2*) : les droits acquis bénéficient d'une vaste protection sur les plans juridique et économique. Les exploitants investissent des centaines de millions de francs sur la base de contrats valables 15 ans. Cette perspective à long terme est nécessaire pour justifier les investissements requis. Le nouveau droit qui entrera en vigueur est pris en considération autant que possible lors de l'établissement des contrats, mais ce n'est pas toujours réalisable (p. ex. définition de la période de disponibilité). Les contrats déjà conclus tiennent compte de la période de disponibilité définie dans l'OIRH. Dans le nouveau droit, cette période sera désormais fixée par l'EiCom ; elle n'est donc pas encore connue au moment de conclure les contrats avec les prestataires des nouvelles centrales de réserve. La durée de cette période de disponibilité a notamment des conséquences sur la durée d'engagement du personnel d'exploitation et donc sur les coûts. L'ordonnance prévoit un délai transitoire de cinq ans pour modifier éventuellement les contrats.

Les contrats régissent des aspects techniques et économiques complexes : exigences de disponibilité, mécanismes de rémunération, procédures de recours à la réserve, approvisionnement en combustibles, échange de quotas d'émission et fenêtres de maintenance. Ces règles spécifiques à chaque installation ne peuvent pas être remplacées par des dispositions générales abstraites inscrites dans une ordonnance.

Réglementation transitoire pour les propres besoins d'exploitation (*al. 3*) : la possibilité de produire pour ses propres besoins d'exploitation (en dehors de la période de disponibilité et pendant celle-ci) et d'utiliser des services-système (exclusivement en dehors de cette période) était un point important des négociations contractuelles avec les exploitants des centrales de réserve existantes (Cornaux et Monthey). Elle offre aux exploitants une certaine flexibilité économique et réduit le risque lié à l'investissement. Sans cette possibilité, les négociations auraient probablement échoué ou se seraient traduites par des demandes de rémunération plus élevées.

Le délai transitoire de cinq ans tient compte des réalités économiques. Les contrats de livraison en vigueur, la planification des ressources humaines et les cycles de maintenance technique reposent sur la flexibilité convenue contractuellement. Un changement abrupt occasionnerait des coûts supplémentaires considérables. Ce délai permet un passage ordonné au régime plus strict de la nouvelle ordonnance.

La réduction proportionnelle du montant de la rémunération pour la disponibilité vise à s'assurer qu'il n'y aura pas de double rémunération. Elle est conforme au principe selon lequel seule la mise à disposition effective pour la réserve est rémunérée. Cette réglementation tient équitablement compte des intérêts légitimes des exploitants et de l'intérêt public d'une réserve avantageuse.

À l'avenir, la société nationale du réseau de transport lancera des appels d'offres, principalement pour les groupes électrogènes de secours, les installations CCF et la réserve liée à une réduction de la consommation.

Le DETEC veillera à ce que le budget nécessaire au respect des contrats visés à l'al. 1 soit disponible. Les frais sont considérés comme des coûts imputables de la réserve d'électricité au sens de l'art. 15a, al. 1, let. b, LApEI.

## Annexe 2 : Abrogation et modification d'autres actes

### Ch. I

L'entrée en vigueur de la version révisée de la LApEI (réserve d'électricité) et de l'OIREI crée une nouvelle base légale pour cette réserve. Par conséquent, l'OIRH perd son importance et peut être abrogée.

### Ch. II

#### Ch. 1 **Ordonnance sur l'organisation du secteur de l'électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOSE)**

##### *Préambule*

La modification du 20 juin 2025 de la LApEI (réserve d'électricité) a transféré l'art. 8c, al. 1 et 2, à l'art. 8u, al. 1 et 2, LApEI. Le préambule de l'OOSE doit donc être adapté.

##### *Art. 1b, al. 4<sup>bis</sup>*

En plus de l'EICoM, l'OFEV (prévention des dangers, modélisation du ruissellement des précipitations) et l'OFEN (haute surveillance dans les domaines de la force hydraulique et des barrages, statistique de l'énergie, statistique des aménagements hydro-électriques de la Suisse) ont besoin de données sur le niveau de remplissage et les débits entrants et sortants des lacs d'accumulation pour accomplir leurs tâches légales. Ces finalités d'utilisation de données sont ajoutées dans l'article. Par conséquent, en accord avec l'approvisionnement économique du pays (AEP), la société nationale du réseau de transport pourra désormais transmettre des données non agrégées ou non anonymisées aux services nouvellement mentionnés.

L'OFEV a besoin de ces données pour améliorer les prévisions concernant le niveau et le débit sortant des lacs et pour gérer les grands lacs naturels en cas de situations exceptionnelles (crues, fonte des neiges, etc.). Il s'appuie sur l'art. 29, al. 2, de la loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (loi sur les forces hydrauliques, LFH<sup>20</sup>).

Dans la haute surveillance des barrages, l'OFEN se base sur ces données pour ordonner des mesures en vertu de l'art. 32 de l'ordonnance du 23 novembre 2022 sur les ouvrages d'accumulation (OSOA)<sup>21</sup>. De plus, ces données contribuent à l'élaboration de statistiques publiques au sens de la loi du 9 octobre 1992 sur la statistique fédérale (LSF)<sup>22</sup>. L'OFEN établit des statistiques sur le niveau de remplissage des lacs d'accumulation dans le cadre de la statistique de l'électricité (annexe 1, ch. 03.02, de l'ordonnance du 30 avril 2025 sur la statistique fédérale [OStatF])<sup>23</sup> et de la statistique des aménagements hydro-électriques de la Suisse (annexe 1, ch. 03.01, OStatF).

L'EICoM et l'OFEV reçoivent déjà les données indiquant les niveaux de remplissage hebdomadaires des lacs d'accumulation de la part de l'OFEN, qui collecte celles-ci directement auprès des exploitants de centrales en vertu de la LSF et les transmet avec leur accord aux services cités. En collectant les données destinées au monitoring de la sécurité d'approvisionnement sur la base de l'OOSE, l'OFEN renoncera à l'avenir à une collecte spécifique pour la statistique de l'énergie et obtiendra les données auprès de la société nationale du réseau de transport. Il arrêtera dès lors de livrer des données à des tiers.

---

<sup>20</sup> RS 721.80

<sup>21</sup> RS 721.101.1

<sup>22</sup> RS 431.01

<sup>23</sup> RS 431.011

*Art. 4a, al. 2*

Dans la version révisée de la LApEI, le terme « réserve d'énergie » est remplacé par « réserve d'électricité » et la prise en compte des coûts correspondants est désormais régie par l'art. 15a, et non plus par l'art. 15. Ces modifications sont transposées dans l'OOSE. En outre, la LApEI change la systématique selon laquelle les différentes composantes des coûts du réseau de transport doivent être indiquées au consommateur final sur la facture. En particulier, plusieurs petits passages consacrés aux coûts sont désormais regroupés dans une même partie de l'acte (art. 12, al. 2, let. g, LApEI). Les coûts liés au monitoring et aux autres mesures nécessaires pour garantir l'approvisionnement en électricité selon la LAP y figurent dorénavant.

## Ch. 2 Ordonnance sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (ordonnance sur le CO<sub>2</sub>)

### Art. 41, al. 1<sup>er</sup> et 3

Les renvois sont modifiés, car l'OIREI remplace l'OIRH. De plus, la définition d'une centrale de réserve à l'art. 8c, al. 3, let. a, ch. 1, LApEI ne nécessite plus aucune précision en cas de participation au SEQE. À part cela, les alinéas restent inchangés.

### Art. 46c Remboursement des surcoûts en cas d'obligation d'utilisation d'un agent énergétique donné

Cet article régit le remboursement des surcoûts éventuels lorsque les exploitants d'une installation bi-combustible sont tenus, sur la base de la LAP<sup>24</sup>, d'utiliser un agent énergétique donné (en général, de l'huile de chauffage à la place du gaz naturel). Lorsque ce changement génère plus d'émissions de gaz à effet de serre, les coûts des droits d'émission supplémentaires requis sont remboursés à certaines conditions.

L'art. 19b de la loi sur le CO<sub>2</sub> pose comme condition un préjudice financier important qu'on ne peut exiger de ces exploitants. Ce préjudice existe lorsque les droits d'émission attribués à titre gratuit pendant l'année correspondante ne suffisent pas à couvrir les émissions supplémentaires et les coûts occasionnés par l'acquisition des droits d'émission supplémentaires requis s'élèvent à plus de 10 % des coûts d'une exploitation sans changement de combustible qui sert de scénario de référence (al. 1, let. a). Un préjudice financier résultant d'une hausse des coûts inférieure à 10 % est considéré comme raisonnable. Les coûts des agents énergétiques font également partie du scénario, car les pénuries précédentes de gaz naturel ont révélé que le passage à l'huile de chauffage pouvait être rentable et n'induisait donc aucun préjudice financier. Il existe un préjudice financier important qu'on ne peut exiger des exploitants uniquement lorsque, pour des installations comparables d'une entreprise économiquement saine du secteur concerné, les coûts supplémentaires ne peuvent pas être assumés et aucun bénéfice d'exploitation n'est réalisé, de sorte que l'exploitation de l'installation n'est pas garantie à moyen terme. On évite ainsi de verser des remboursements à des installations mal gérées (let. b).

En cas de pénurie, l'OFEV publie, sur la base de l'art. 19b, al. 2, de la loi sur le CO<sub>2</sub>, le prix moyen des droits d'émission sur le marché secondaire dans l'UE. Ce prix est calculé par année civile pour la période concernée par l'obligation de changer de combustible. Le prix publié doit être appliqué indépendamment des coûts réels individuels de l'exploitant (al. 2).

Pour que les coûts supplémentaires soient remboursés, une demande doit être remise à l'OFEV avec le rapport de suivi SEQE au plus tard le 31 mars de l'année suivante (al. 3). L'indemnité est versée par année civile. Cette demande doit indiquer le type (en général, huile de chauffage ultralégère), la quantité et les coûts (justificatif de facturation) de l'agent énergétique que l'exploitant a été obligé d'utiliser l'année précédente (let. a). Elle doit aussi contenir des informations sur l'exploitation sans changement de combustible qui sert de scénario de référence, ces informations devant préciser le type (en général, gaz naturel), la quantité et les coûts de l'agent énergétique remplacé (let. b) ainsi que la durée du changement ordonné de combustible (let. c). Elle doit aussi préciser la quantité d'émissions de gaz à effet de serre supplémentaires ainsi générées (let. d) et la quantité de droits d'émission ayant dû être acquis pour couvrir ces émissions supplémentaires (let. e). Les surcoûts par rapport au scénario de référence, c'est-à-dire à une exploitation sans changement de combustible, devront être calculés sur cette base et mentionnés dans la demande (let. f). Les comptes annuels doivent être joints pour évaluer l'existence éventuelle d'un préjudice financier important que l'on ne peut exiger de l'exploitant, car ils montrent si un bénéfice d'exploitation a été réalisé l'année précédente sur le site concerné (let. g). Enfin, les coordonnées et les données nécessaires au versement de l'indemnité (p. ex. relation bancaire) doivent être fournies à l'OFEV (let. h).

L'OFEV vérifie si les exigences sont remplies et, le cas échéant, rembourse à l'exploitant, à hauteur des prix moyens publiés, les coûts occasionnés par les droits d'émission supplémentaires acquis. Le remboursement est versé par année civile (al. 4). L'OFEV peut publier sur son site Internet les quantités

---

<sup>24</sup> RS 531

d'émissions de gaz à effet de serre liées au changement d'agent énergétique et le montant du remboursement versé (al. 5).

*Art. 98a*

Au lieu d'une obligation d'investissement, une obligation de compensation est instaurée pour les exploitants d'installations CCF qui ne participent pas au SEQE et n'ont pas pris d'engagement de réduction. En contrepartie, la taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité leur est dorénavant intégralement remboursée. Conformément à l'art. 32a de la loi sur le CO<sub>2</sub>, l'exploitant a droit au remboursement lorsqu'il a remis au registre des échanges de quotas d'émission des attestations nationales ou internationales pour le volume des émissions de gaz à effet de serre générées par lesdits combustibles lors de cette production d'électricité. Les exigences techniques posées aux installations CCF restent applicables.

*Art. 98b, al. 1, let. g, 2 et 4*

L'article est modifié en vue de l'obligation de compenser les émissions. La let. g est abrogée, car les informations sur les mesures prévues ne sont plus nécessaires. Désormais, l'OFEV vérifiera les informations visées à l'al. 1 et confirmera à l'exploitant de l'installation CCF la quantité de combustible donnant droit au remboursement et l'étendue de l'obligation de compenser afin que l'exploitant puisse remettre au registre des échanges de quotas d'émission le nombre d'attestations nationales ou internationales requis pour cette compensation (al. 2). Comme l'exploitant de l'installation CCF ne doit plus mettre en œuvre des mesures visant à accroître effectivement l'efficacité énergétique, le rapport de suivi ne doit plus comporter une description des mesures prises et des investissements effectués. L'al. 4 est donc abrogé. Les autres contenus du rapport de suivi, tels que la quantité de combustibles soumis à la taxe utilisée pour la production d'électricité ou les informations relatives à l'évolution annuelle des émissions de CO<sub>2</sub>, sont définis de manière exhaustive à l'al. 1.

*Art. 98c, al. 2*

Cet article est modifié en vue de l'obligation de compenser les émissions. Il englobe désormais la taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée sur les combustibles utilisés pour produire de l'électricité.

*Art. 98d*

Cet article concernant le non-respect de l'obligation d'investissement en vigueur incombant aux exploitants d'installations CCF ne sera plus appliqué ; il est donc abrogé. Conformément à l'art. 146ah, la réglementation relative à l'obligation d'investissement figurant dans le droit en vigueur s'applique jusqu'au 31 décembre 2029 aux exploitants qui ont déposé une demande de remboursement avant l'entrée en vigueur de la version révisée de l'ordonnance.

*Art. 146ah*

La réglementation relative à l'obligation d'investissement figurant dans le droit en vigueur s'applique jusqu'au 31 décembre 2029 aux exploitants d'installations CCF qui ont déposé une demande de remboursement avant l'entrée en vigueur de la présente modification.

### Ch. 3 Ordonnance sur l'énergie (OEne)

#### Art. 69c Information du public

*Al. 1* : sur demande, les informations et données énumérées aux let. a à k doivent être transmises à l'OFEN sous une forme numérique et lisible par machine qu'il considère appropriée.

*Let. a à g* : l'expression « dans une résolution temporelle » se réfère à la granularité temporelle des données fournies, c'est-à-dire aux intervalles de temps utilisés pour recenser, agréger ou présenter ces données (p. ex. une heure ou un jour).

*Let. a* : cette disposition concerne les données et informations sur la production d'électricité des différentes technologies de production, telle l'électricité issue du photovoltaïque ou des éléments de la réserve d'électricité (réserve hydroélectrique, réserve thermique et réserve liée à une réduction de la consommation), sous la forme de séries chronologiques ayant une résolution temporelle d'une heure au plus. Elle porte également sur la consommation nationale, la consommation finale ainsi que l'injection d'énergie électrique dans les réseaux d'électricité et le soutirage de cette énergie à partir des réseaux (point de vue du réseau).

*Let. b* : le niveau de remplissage de chaque lac d'accumulation, dans une résolution temporelle d'un jour, est une information importante pour évaluer la sécurité d'approvisionnement à court et à moyen termes.

*Let. c* : cette disposition englobe notamment des informations sur les installations énergétiques qui contribuent de manière significative à la production, au stockage et à l'utilisation de l'énergie et donc à la sécurité d'approvisionnement. Les installations concernées comprennent, entre autres, les centrales de pompage-turbinage, les installations fonctionnant avec des énergies renouvelables, les batteries de stockage, les installations de la réserve d'électricité ainsi que les installations du réseau d'énergie telles que les convertisseurs et les transformateurs, les lignes et les points de raccordement au réseau.

*Let. d* : en l'espèce, les données portent sur les équipements offrant de la flexibilité, tels que les centrales de pompage-turbinage ou les installations photovoltaïques, et les installations de consommation pilotables, telles que les infrastructures de recharge, les pompes à chaleur ou les chauffe-eau et les appareils similaires. Elles englobent des informations pertinentes pour évaluer la situation en matière d'approvisionnement dans un système de plus en plus décentralisé (p. ex. informations sur les capacités disponibles et leur utilisation, à savoir production et injection dans les réseaux d'énergie ainsi que consommation et soutirage). Cela permet de prendre en compte aussi bien les installations classiques de production, de stockage, de transport ou de distribution de l'énergie que les nouvelles installations de consommation décentralisées et flexibles, car les données les concernant sont particulièrement pertinentes dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement et deviennent de plus en plus importantes dans le cadre de la flexibilité. En plus des indicateurs techniques, les informations sur l'utilisation réelle de ces installations classiques présentent un intérêt, car si celle-ci peut être comparée avec le potentiel de flexibilité, l'analyse de la charge du système énergétique suisse sera plus précise.

*Let. e* : les données enregistrées au moyen des systèmes de mesure intelligents visés à l'art. 8a<sup>des</sup> LApEI et des installations de mesure numériques servent notamment au calcul des économies d'énergie, aux pronostics et aux analyses du réseau. Elles permettent, sous une forme pseudonymisée, de mieux évaluer le comportement de consommation effectif des groupes de clients et l'effet des mesures d'efficacité. L'OFEN ne sera cependant techniquement pas en mesure d'identifier les personnes morales ou physiques auxquelles les informations se rapportent.

*Let. f* : ces informations sur l'approvisionnement national en gaz sont particulièrement importantes, que ce soit pour observer les effets découlant des appels du gouvernement à économiser le gaz ou pour mettre en lumière les progrès réalisés dans la transformation et la décarbonation du système.

*Let. g* : la Suisse ne disposant pas de ses propres réserves de gaz saisonnières, des réserves de l'ordre de 15 % de la consommation annuelle sont constituées à l'étranger. Des informations sur leur quantité

et les pays de stockage sont nécessaires pour évaluer la sécurité d'approvisionnement et la mesure dans laquelle l'obligation légale de stockage est respectée.

*Let. h* : ces informations contribuent à une vue d'ensemble de l'évolution des prix sur les marchés de l'électricité et de l'énergie. Cela englobe notamment les prix sur les marchés de gros, les tarifs pour les consommateurs finaux et les tarifs concernant le réseau publiés par les gestionnaires de réseau.

*Let. i* : les données et prévisions météorologiques sont pertinentes pour évaluer la situation du moment en matière d'approvisionnement ainsi que son évolution. Elles englobent notamment des informations sur la température, les précipitations, les apports en eau, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et d'autres paramètres météorologiques qui influent sur la production, la consommation ou la situation du réseau.

*Let. j* : on entend par géodonnées spécifiques aux infrastructures énergétiques des informations sur l'emplacement des installations ou objets, telles que les coordonnées du site accueillant une éolienne précise ou une sous-station. Les données sont mises à disposition en tant que jeux de données individuels par installation, c'est-à-dire sans agrégation, anonymisation ou regroupement régional. Ces géodonnées détaillées permettent de connaître l'emplacement des principales infrastructures énergétiques et de mettre en lumière l'impact des instruments politiques tels que les encouragements, les communautés énergétiques locales ou les éléments de la réserve d'électricité. L'obligation d'information ne s'applique pas aux ouvrages militaires classifiés conformément aux prescriptions de l'ordonnance du 8 novembre 2023 sur la sécurité de l'information (OSI)<sup>25</sup>.

*Let. k* : cette disposition englobe, par exemple, des informations supplémentaires qui peuvent être pertinentes pour évaluer l'approvisionnement dans des situations particulières. En font partie, notamment, les défaillances à court terme des grandes installations de production, les indicateurs sur les pénuries affectant le réseau ou la disponibilité actuelle des principaux agents énergétiques primaires tels que le gaz naturel ou l'huile de chauffage.

*Al. 2* : seules des informations seront publiées sous une forme agrégée anonymisée ou en différé. À cette fin, l'OFEN exploite le Dashboard de l'énergie (<https://energiedashboard.admin.ch/dashboard>), une application numérique qui met les informations pertinentes à la disposition de la population d'une manière interactive et aisément compréhensible.

---

<sup>25</sup> RS 128.1

#### Ch. 4 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Art. 7, al. 3, let. *e<sup>bis</sup>* et *e<sup>er</sup>*

Les deux renvois sont adaptés.

Art. 8, al. 3, let. *h<sup>bis</sup>*

Pour réaliser la réserve liée à une réduction de la consommation, la société nationale du réseau de transport a besoin de connaître, dans une résolution au quart d'heure, les courbes de charge individuelles des points de mesure participants. Les gestionnaires de réseau sont tenus de mettre gratuitement ces données à sa disposition (art. 17f, al. 1, LApEI).

Art. 15, al. 1 et 2, let. b

Les deux renvois sont adaptés.

Art. 18c

Deux renvois sont adaptés.

Art. 18d, al. 2

Deux renvois sont adaptés.

Art. 18e, al. 1, let. b, ch. 2 et 4

Les deux renvois sont adaptés.

Art. 19h, al. 5, let. b

Le renvoi est adapté.