



Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables

Fiche d'information sur la consultation concernant les modifications d'ordonnances

21.2.2024

Les nouvelles dispositions au niveau des ordonnances découlent de modifications de la législation décidées par le Parlement dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ([FF 2023 2301](#)). La présente fiche d'information énonce les principales modifications. La loi et les modifications d'ordonnances n'entreront en vigueur que si le peuple se prononce en faveur de la loi lors de la votation populaire du 9 juin 2024.

Ordonnance sur l'énergie (OEne)

Le projet de loi apporte, entre autres, des modifications légales visant les plans directeurs cantonaux, l'intérêt national, l'obligation de reprise et de rétribution, les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) et les mesures visant à accroître l'efficacité énergétique, ce qui nécessite de modifier l'OEne.

- **Intérêt national** : Les cantons continuent à définir des zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations hydroélectriques ou éoliennes dans leur plan directeur. Désormais, ils définissent également des zones qui se prêtent à l'exploitation d'installations solaires d'intérêt national. Lors de la pesée des intérêts, les installations solaires et éoliennes bénéficient d'une primauté de principe dans ces zones appropriées. Ainsi, la planification et la réalisation de telles installations se concentrent sur les zones définies, ce qui a pour effet de préserver la biodiversité et de ménager le paysage en dehors de ces zones. La primauté de principe vis-à-vis d'autres intérêts nationaux ne signifie pas que les installations seront nécessairement approuvées. Un examen au cas par cas et une pesée des intérêts restent de rigueur. L'OEne précise que lors de la définition des zones adaptées aux installations solaires ou éoliennes, les cantons doivent tenir compte des intérêts de la protection des paysages, des biotopes et des eaux, de la conservation des forêts, ainsi que des intérêts de l'agriculture (terres cultivables et surfaces d'assolement). En outre, elle dispose que les nouvelles installations solaires revêtent un intérêt national uniquement si leur production moyenne attendue d'octobre à mars représente au moins 5 GWh.

La primauté de principe ne s'applique pas aux installations hydroélectriques. Seuls les 15 projets retenus lors de la table ronde consacrée à la force hydraulique ainsi que le projet de Chlus en bénéficient. Les projets issus de la table ronde sont le fruit d'un consensus entre les représentants d'acteurs clés du domaine de l'hydroélectricité (associations de protection, exploitants, cantons et Confédération), qui ont signé une déclaration commune en la matière. Si ces projets sont réalisés, ils doivent inclure des mesures de compensation supplémentaires afin de protéger la biodiversité et le paysage sur le site de l'installation ou sur un autre site du canton (p. ex. renaturation ou mise sous protection). L'OEne apporte des précisions en la matière.



- **Tronçon à débit résiduel** : L'art. 12, al. 2^{bis}, let. c, LEne, prévoit que l'interdiction absolue de nouvelles installations destinées à l'utilisation des énergies renouvelables dans les biotopes et les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs ne s'applique pas si seul le tronçon à débit résiduel se trouve dans l'objet protégé. La disposition prévoit qu'une pesée des intérêts doit désormais être possible dans de tels cas de figure. Il ressort toutefois des débats parlementaires que les objectifs de protection ne doivent pas être revus à la baisse ou vidés de leur substance (cf. Bulletin officiel 2023 N 1501). Les biotopes d'importance nationale existants sont conservés intacts, conformément à leurs objectifs de protection (fonction, qualité, taille, multiples fonctions et processus et habitats dignes de protection). Des dispositions d'exécution en la matière ne sont pas nécessaires dans l'ordonnance. Il faut en outre partir du principe que la disposition légale ne s'appliquera qu'à un tout petit nombre de sites ou installations.
- **Projets concernés par un inventaire d'objets d'importance nationale** : La réalisation de mesures de protection, de reconstitution, de remplacement ou de compensation doit demeurer la règle (Bulletin officiel 2023 N 423). L'art. 9a^{bis} de l'ordonnance sur l'énergie précise le caractère exceptionnel de la nouvelle disposition légale à l'art. 12, al. 3^{bis}, LEne. Il faut partir du principe qu'il existe, en règle générale, la possibilité d'entreprendre des mesures de protection et de reconstitution et qu'une renonciation complète à de telles mesures n'est donc pas nécessaire. La renonciation à une mesure de remplacement n'est donc appropriée que si elle ne peut pas être menée à bien dans le cadre du projet ou qu'il n'existe aucune possibilité de réaliser une telle mesure. Les mesures de compensation concernent uniquement les centrales hydroélectriques à accumulation visées à l'annexe 2 LApEI. Ces mesures de compensation ne sont pas limitées au seul site du projet (voir art. 9a^{quater}, al. 2 LApEI), de sorte qu'une renonciation ne devrait en principe pas non plus être nécessaire.
- **Obligation de reprise et de rétribution, rétribution harmonisée et rétribution minimale** : Les gestionnaires d'un réseau de distribution ont toujours l'obligation de reprendre et de rétribuer l'électricité injectée de manière décentralisée dans le réseau électrique. S'ils ne s'entendent pas avec les exploitants d'installations sur le montant de la rétribution, celui-ci est désormais fixé selon le prix de marché moyen sur un trimestre (prix de marché de référence) au moment de l'injection. Des conditions uniformes à l'échelle de la Suisse sont ainsi créées pour la rétribution et les producteurs sont protégés des fluctuations de prix à court terme sur le marché. Afin de protéger les producteurs également en cas de prix du marché très bas, des rétributions minimales sont fixées pour les installations photovoltaïques d'une puissance ne dépassant pas 150 kW. Celles-ci doivent assurer un amortissement conforme aux installations de référence sur la durée de vie de l'installation, y compris lorsque les prix du marché sur un trimestre sont très bas. L'OEne règle l'exécution des nouvelles modalités de rétribution et le montant des rétributions minimales. Au vu des différents facteurs à prendre en compte (p. ex. tarifs de l'électricité, coûts d'installation, WACC, rétribution unique, éventuelle consommation propre, production d'électricité, coûts d'entretien, etc.), la rétribution minimale pour les installations de moins de 30 kW est de 4,6 ct./kWh, pour les installations comprises entre 30 et 150 kW avec consommation propre, de 0 ct./kWh (celles-ci sont de toute façon amorties en quelques années) et pour les installations comprises entre 30 et 150 kW sans consommation propre, de 6,7 ct./kWh. Pour les installations hydroélectriques jusqu'à une puissance de 150 kW, la rétribution minimale est de 12 ct./kWh.
- **Gains d'efficacité par les fournisseurs d'électricité** : Dans le projet de loi, le Parlement a fixé comme objectif une économie d'électricité annuelle de 2 TWh d'ici à 2035 grâce à des mesures d'efficacité. Pour atteindre cet objectif, l'OEne prévoit que les fournisseurs d'électricité doivent, chaque année, obtenir des économies d'électricité à hauteur de 2 % de leur volume de référence



en matière de vente d'électricité (volume moyen des ventes d'électricité des trois dernières années). Ceux dont le volume de référence en matière de vente d'électricité est inférieur à 10 GWh par an sont exemptés d'objectif. Environ 600 fournisseurs d'électricité, qui couvrent au total plus de 90 % de la consommation d'électricité en Suisse, devront ainsi respecter une disposition relative aux économies d'électricité. Pour ce faire, ils peuvent mettre en place diverses mesures applicables aux consommateurs finaux en Suisse (p. ex. dans les domaines des moteurs électriques, de l'éclairage, de la ventilation, des installations frigorifiques ou d'autres appareils électriques). L'objectif à atteindre par des gains d'efficacité n'impose explicitement aucune restriction à la vente d'électricité. En effet, au cours des années à venir, la demande en électricité continuera à augmenter, l'électricité remplaçant progressivement les énergies fossiles, notamment pour le chauffage et la mobilité (véhicules électriques). Avec le nouveau secteur d'activité des prestations d'efficacité, les fournisseurs d'électricité contribuent à l'amélioration de l'efficacité électrique. D'après les estimations de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), des économies d'électricité à hauteur de 1 TWh par an pourront ainsi être réalisées d'ici 2035. La sécurité d'approvisionnement tout comme la protection du climat s'en trouveront renforcées. Les fournisseurs d'électricité assument des coûts liés à la mise en œuvre de la disposition relative aux économies d'électricité, par exemple pour la réalisation de conseils énergétiques ou pour de nouveaux appareils ou de nouvelles installations. Ils peuvent répercuter ces coûts via la composante « énergie » du tarif d'électricité. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité règle l'imputation des coûts aux consommateurs, pour éviter qu'une charge excessive pèse sur les petits clients dans l'approvisionnement de base.

- **Programmes à l'échelle nationale pour des mesures d'efficacité** : Les programmes à l'échelle nationale doivent contribuer à l'objectif d'économie d'électricité d'ici à 2035 en comblant de façon ciblée les lacunes qui subsistent avec les appels d'offres existants en la matière (ProKilowatt). Les nouvelles mesures doivent pouvoir être mises en œuvre dans un grand nombre de ménages ou d'entreprises. Les mesures comprises dans ces programmes sont faciles à annoncer, car leur impact peut être calculé au moyen d'une formule de calcul standardisée (modèle d'impact). Le remplacement de pompes de circulation pour chauffage dans des entreprises et des ménages est un exemple de mesure pouvant être encouragée dans le cadre de programmes à l'échelle nationale.
- **Regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP)** : Les RCP présentant un niveau de tension inférieur à 1 kV peuvent désormais utiliser des lignes de raccordement pour la consommation propre, y compris l'infrastructure électrique au point de raccordement. En outre, le gestionnaire de réseau est désormais tenu d'autoriser ce qu'on appelle les « RCP virtuels ». À cet effet, les systèmes de mesure intelligents existants du gestionnaire de réseau servent, d'une part, de points de mesure virtuels pour l'exploitant et, d'autre part, sont à la disposition du RCP pour le décompte interne de la consommation propre. La possibilité d'introduire des points de mesure virtuels ne change rien aux exigences à remplir par le RCP : la capacité de production totale du regroupement doit représenter au moins 10 % de sa puissance de raccordement totale. L'OEne règle en outre des questions d'organisation et le décompte des coûts.
- **Possibilité d'endettement du fonds alimenté par le supplément** : Le projet de loi prévoit que l'Administration fédérale des finances peut octroyer au fonds alimenté par le supplément des prêts de trésorerie en vue de surmonter les pics dans les besoins de financement (endettement temporaire). Ces prêts portent intérêt à un taux conforme au marché et doivent être remboursés dans un délai de sept ans à l'aide des revenus tirés du supplément. L'OEne dispose que



l'Administration fédérale et l'OFEN se concertent si nécessaire pour régler les modalités relatives aux prêts de trésorerie.

- **Ordonnance du DETEC du 1^{er} novembre 2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM)** : L'ordonnance en vigueur dispose que les indications concernant le marquage de l'électricité doivent être envoyées aux clients avec la facture, une fois par an. Désormais, le produit électrique livré doit impérativement être comparé sous une forme graphique et conviviale avec le mix du fournisseur de l'entreprise d'approvisionnement en énergie. Des indications doivent en outre être fournies sur les émissions de CO₂ provenant directement de la production d'électricité ainsi que sur la quantité de déchets radioactifs produits selon les garanties d'origine.
- **Garantie d'origine (GO) pour les combustibles et carburants** : Le projet de loi dispose que le Conseil fédéral peut prévoir une GO et un marquage pour d'autres domaines que l'électricité. Avec la révision de l'OEne, le Conseil fédéral fait usage de cette compétence en introduisant une GO pour les biocombustibles et biocarburants liquides ou gazeux ainsi que pour l'hydrogène d'origine non biogène (regroupés sous la dénomination « combustibles et carburants »). Les GO doivent être enregistrées dans le registre centralisé des GO dès la production ou l'importation des combustibles ou carburants, qui doivent pouvoir faire l'objet d'un suivi jusqu'à la consommation. En fonction de leur provenance, ces substances jouent un rôle important pour assurer l'approvisionnement en électricité issue d'énergies renouvelables, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et pour permettre la réalisation de l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 inscrit dans la loi sur le climat et l'innovation. D'autres dispositions d'exécution figurent dans la nouvelle ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants. L'introduction du système des GO pour les combustibles et carburants requiert par ailleurs de modifier l'ordonnance sur l'imposition des huiles minérales, l'ordonnance sur la géoinformation et l'ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)

Le projet de loi introduit de nouveaux instruments d'encouragement dans la loi sur l'énergie et adapte des instruments existants. Cela nécessite de modifier l'OEneR.

- **Prime de marché flottante** : Il existe désormais une prime de marché flottante pour les installations hydroélectriques, les installations photovoltaïques, les installations éoliennes et certaines installations de biomasse. Cet instrument permet d'assurer les recettes pour l'électricité injectée dans le réseau : si les recettes (calculées par rapport au prix de marché de référence) sont inférieures au taux de rétribution fixé, la différence est remboursée à l'exploitant de l'installation à partir du fonds alimenté par le supplément. Si les recettes sont supérieures au taux de rétribution, l'exploitant de l'installation verse la part excédentaire au fonds alimenté par le supplément. L'OEneR règle le droit d'option entre la prime de marché flottante et les contributions d'investissement ainsi que la fixation des taux de rétribution (soit sur la base des coûts de revient d'installations de référence, soit au cas par cas ou par mises aux enchères pour les installations photovoltaïques d'une puissance égale ou supérieure à 150 kW). Si les moyens d'encouragement à disposition s'avèrent insuffisants pour satisfaire les demandes de prime de marché flottante, les



projets seront inscrits sur des listes d'attente, comme c'est déjà le cas pour les instruments d'encouragement existants de l'OEneR.

- **Bonus plus élevés pour la rétribution unique des installations photovoltaïques en façade :** Au 1^{er} avril 2025, les bonus pour les installations présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés augmentent sensiblement. Le taux s'appliquant aux installations intégrées passe de 250 à 400 francs par kilowatt de puissance installée et le taux s'appliquant aux installations ajoutées ou isolées passe de 100 à 200 francs. Il s'agit de favoriser la construction d'installations photovoltaïques en façade. Le potentiel technique et économique de ces installations s'élève à 17 TWh par an, dont environ 43 % se concentrent sur le semestre d'hiver. Le projet visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en électricité nécessite également de modifier la loi sur l'aménagement du territoire : pour les installations en façade, la procédure d'autorisation de construire n'est en principe plus nécessaire.
- **Incitation à construire de plus grandes installations photovoltaïques sur les toits :** Pour les segments de marché en forte croissance occupés respectivement par les installations d'une puissance inférieure à 30 kW et par les installations ajoutées et isolées à partir de 100 kW, la contribution liée à la puissance de la rétribution unique baisse de 20 francs au 1^{er} avril 2025. Aucune baisse n'est prévue pour la classe de puissance comprise entre 30 et 100 kW, dont la croissance est moindre. Ces mesures créent une incitation à construire de plus grandes installations et à exploiter autant que possible toute la surface de toiture qui se prête à la production d'électricité. L'abaissement des taux de rétribution permet en outre d'encourager un plus grand nombre d'installations avec les moyens limités du fonds alimenté par le supplément.
- **Contributions pour les études de projet :** Les responsables de projets d'installations éoliennes, hydroélectriques ou géothermiques dont les coûts d'étude de projet s'élèvent au moins à 75 000 francs peuvent soumettre une demande de prise en charge à hauteur de 40 % des coûts d'étude de projet imputables. L'OEneR règle la procédure et la restitution en cas de non-réalisation. Pour les projets éoliens, la possibilité de transfert de décisions RPC positives (« garantie de principe » pour une rétribution de l'injection à prix coûtant) est abrogée en raison de l'amélioration des conditions d'encouragement.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Le projet de loi comprend diverses modifications de la loi sur l'approvisionnement en électricité, ce qui requiert de modifier également l'OApEI.

- **Approvisionnement de base :** Les consommateurs finaux qui ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur d'électricité étaient désavantagés au niveau des prix du fait de la nature de leur approvisionnement de base. L'abrogation de la méthode du prix moyen supprime ce désavantage. Pour le calcul des tarifs, les portefeuilles des fournisseurs de l'approvisionnement de base pour la propre production et pour l'acquisition d'électricité sont pris en compte séparément pour les consommateurs dans l'approvisionnement de base et pour ceux qui ont accès au marché libre. Ainsi, il n'y a plus de subventionnement croisé qui profite au marché libre au détriment de l'approvisionnement de base. De plus, l'électricité livrée aux clients dans l'approvisionnement de base doit à l'avenir comporter une part de production renouvelable indigène effective (autrement dit, pas uniquement les garanties d'origine correspondantes) d'au moins 20 %. Cette part minimale peut provenir des installations propres au fournisseur d'électricité, de l'électricité injectée dans la zone de desserte du fournisseur ou de contrats d'achat d'électricité renouvelable indigène



à moyen ou long terme (Power Purchase Agreements, PPA). Enfin, les fournisseurs d'électricité sont désormais tenus d'effectuer des achats structurés anticipant les besoins en matière d'électricité nécessaire à l'approvisionnement de base, ce qui permet d'atténuer les fluctuations de prix pour les clients finaux.

- **Tarification du réseau** : Les consommateurs finaux qui disposent d'une flexibilité doivent bénéficier d'incitations à adapter leur consommation d'électricité en fonction de la charge du réseau et à décharger ainsi le réseau électrique (p. ex. ne pas faire tourner une machine à laver ni recharger un véhicule électrique lors des pics de consommation). Des tarifs d'utilisation du réseau dynamiques sont introduits à cet effet. L'utilisation de systèmes de mesure intelligents permettant une actualisation du tarif à une fréquence suffisante (p. ex. 15 minutes) est une condition préalable à la mise en œuvre d'un tarif dynamique. Si les gestionnaires de réseau ne souhaitent pas introduire de tarif dynamique, ils ont la possibilité d'introduire un tarif de puissance qui varie en fonction des heures.
- **Solidarisation des coûts des renforcements des réseaux de distribution** : L'injection de plus en plus décentralisée nécessite de poursuivre le renforcement des réseaux de distribution afin de transporter l'électricité produite et de la fournir de manière fiable aux consommateurs. Les coûts de ces renforcements sont plus élevés dans les régions rurales. En effet, ces régions offrent davantage d'espace pour les installations utilisant des énergies renouvelables, les réseaux y sont généralement moins bien développés et les coûts de développement sont répartis sur un plus petit nombre de ménages. Cela engendre une inégalité des charges entre les zones urbaines et rurales. Désormais, les coûts de renforcement d'un réseau de distribution doivent en principe être répartis entre tous les utilisateurs du réseau en Suisse grâce à une solidarisation au niveau du réseau de transport. Les coûts des renforcements de réseau occasionnés par le raccordement d'installations utilisant des énergies renouvelables au niveau de moyenne tension peuvent être répercutés sur la société nationale du réseau de transport (Swissgrid) après autorisation de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom). Pour les raccordements d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable au niveau de basse tension (niveau de réseau 7), les gestionnaires de réseau peuvent recevoir une indemnité forfaitaire pour les renforcements de réseau d'un montant de 59 francs par kilowatt de puissance de production nouvellement installée. L'OApEI règle les modalités. La solidarisation des coûts de renforcement au niveau du réseau de transport est également possible pour renforcer les lignes de raccordement existantes de la limite de la parcelle jusqu'au point de raccordement, par exemple pour des exploitations agricoles lorsqu'une installation solaire est placée sur le toit d'une grange. Cette possibilité ne s'applique cependant qu'aux installations d'une puissance supérieure à 50 kW. L'OApEI fixe à 50 CHF/kW le plafond pour les coûts de renforcement. Pour une installation d'une puissance équivalant à 200 kW, cela correspond à environ 5 % des coûts d'investissement totaux. Les coûts de la partie de la ligne de raccordement située sur la parcelle restent en revanche à la charge du producteur.
- **Communautés électriques locales (CEL)** : Les CEL permettent de commercialiser l'électricité autoproduite localement, au sein d'un quartier ou d'une commune, via le réseau public. Des CEL couvrant plusieurs communes sont exclues. Les producteurs, les gestionnaires d'installations de stockage, les consommateurs finaux « ordinaires » et les producteurs peuvent participer à une CEL s'ils sont localement proches les uns des autres et s'ils sont raccordés au même niveau de réseau auprès du même gestionnaire d'un réseau de distribution. Chaque participant doit être équipé d'un compteur électrique intelligent. En outre, les entreprises d'approvisionnement en électricité peuvent également intégrer des installations de production ou des installations de stockage dans une CEL et participer à la communauté par ce biais. La puissance des installations



de production intégrées à la CEL doit représenter au moins 20 % de la puissance de raccordement de tous les consommateurs finaux y participant. L'électricité autoproduite écoulee au sein d'une CEL bénéficie d'un tarif d'utilisation du réseau réduit. L'OApEI prévoit une réduction de 30 % (15 % en cas d'utilisation de plusieurs niveaux de réseau). Elle règle les rapports entre les participants à la CEL ainsi qu'entre celle-ci et le gestionnaire de réseau. Une CEL est également ouverte aux consommateurs finaux ayant accès au marché. Ceux-ci ne peuvent toutefois pas retourner à l'approvisionnement de base via leur participation à une CEL.

- **Systèmes de mesure** : Les gestionnaires de réseau restent seuls responsables des systèmes de mesure dans leur zone de desserte. Désormais, ils sont cependant tenus de fixer des tarifs de mesure conformes au principe de causalité et de les publier. Le montant facturé pour le mesurage est perçu par point de mesure et doit figurer séparément de la rémunération pour l'utilisation du réseau lors de la facturation. Outre les coûts du mesurage, les gestionnaires de réseau informent également les consommateurs finaux sur l'évolution de leur consommation d'électricité par rapport à l'année antérieure, sur la consommation moyenne et sur la fourchette de consommation des consommateurs finaux de leur groupe de clients. L'OApEI règle les modalités. Elle fixe également un plafond tarifaire en cas d'utilisation de systèmes de mesure intelligents, ce qui devrait entraîner une réduction du montant facturé pour le mesurage dans une grande partie des zones de desserte et ainsi alléger la charge financière des clients.
- **Plateforme** : Le projet de loi prévoit la création d'une plateforme nationale destinée à l'échange de données énergétiques. Cette plateforme doit également garantir l'accès aux données aux consommateurs finaux et à des tiers autorisés par les personnes concernées. L'OApEI règle le processus de constitution et de développement de la plateforme.
- **Régulation Sunshine** : L'ordonnance introduit la régulation Sunshine, un instrument de transparence qui vise à aider les gestionnaires de réseau à améliorer l'efficacité et la qualité de leurs prestations. Les données recueillies par l'ECom permettent d'établir des comparaisons entre les gestionnaires de réseau, par exemple en matière de qualité de l'approvisionnement, de tarifs d'utilisation du réseau et de tarifs d'électricité, de qualité des prestations ou d'investissements dans des réseaux intelligents. Ces données doivent être publiées chaque année.

Ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH)

Le projet de loi crée une base légale spécifique pour une réserve d'énergie pour l'hiver, ce qui nécessite de modifier l'OIRH.

Réserve d'énergie : À titre d'assurance afin de parer aux situations d'approvisionnement critiques en hiver, le projet prévoit que la réserve hydroélectrique sera constituée non plus à l'issue d'un appel d'offres, mais par une obligation légale qui s'applique à toutes les grandes centrales hydroélectriques à accumulation (à partir d'une capacité de stockage de 10 GWh). Les exploitants des centrales reçoivent pour cela une indemnité forfaitaire modérée. Si l'ordonnance entre en vigueur le 1^{er} janvier 2025 comme prévu, le modèle contraignant s'appliquera pour la première fois dès l'hiver 2024-2025. Les coûts de la réserve hydroélectrique devraient ainsi être fortement réduits à l'avenir. L'OIRH règle le calcul de l'indemnité forfaitaire. Elle dispose que l'ECom continue de fixer les valeurs-clés pour la réserve hydroélectrique. Elle prévoit en outre d'autres réserves d'énergie (appels d'offres pour d'autres installations de stockage et pour des réductions de la consommation). Il convient toutefois de renoncer dans un premier temps à leur mise en œuvre. Une base légale spécifique est



prévue pour les installations de la réserve complémentaire (centrales de réserve, groupes électrogènes de secours) ; elle se trouve encore dans le processus politique (il est prévu que le Conseil fédéral transmette le message correspondant au Parlement au premier trimestre 2024).

Le projet législatif prévoit un système de monitoring en lien avec la surveillance de la situation en matière d’approvisionnement en électricité. L’ordonnance sur l’organisation de la branche électricité pour garantir l’approvisionnement économique du pays (OOBE) confie à Swissgrid la tâche d’exploiter ce système de monitoring pour le domaine Énergie de l’Approvisionnement économique du pays (AEP).