



25 janvier 2023

Rapport explicatif concernant l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (ordonnance sur une réserve d'hiver, OIRH)

Table des matières

1.	Présentation du projet	1
2.	Conséquences financières, conséquences sur l'état du personnel et autres conséquences pour la Confédération, les cantons et les communes	3
3.	Conséquences économiques, environnementales ou sociales	3
4.	Commentaire des dispositions	4

1. Présentation du projet

1.1 Contexte

La sécurité de l'approvisionnement en électricité est d'une importance cruciale pour la Suisse et est donc au premier rang des préoccupations du Conseil fédéral. Celui-ci mise sur quatre piliers pour la renforcer: premièrement, le développement rapide des énergies renouvelables indigènes; deuxièmement, le développement d'une production d'électricité neutre sur le plan climatique et dont la disponibilité est assurée en hiver; troisièmement, une réserve d'énergie stratégique comme premier mécanisme fonctionnant à titre d'assurance en dehors du marché de l'électricité pour parer aux pénuries exceptionnelles et, quatrièmement, la mise en place d'un deuxième mécanisme complémentaire à titre d'assurance permettant une production supplémentaire. Les trois premiers piliers figurent dans le projet de loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, projet datant du 18 juin 2021 et actuellement en discussion au Parlement. Compte tenu de la situation tendue en matière d'approvisionnement dans le domaine de l'énergie, le Conseil fédéral a décidé d'anticiper la mise en place des troisième et quatrième piliers par voie d'ordonnance, afin que ceux-ci soient déjà disponibles à partir de l'hiver 2022/2023. Le 7 septembre 2022, il a adopté l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH; RS 734.722). Entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022, celle-ci prévoit que les exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation conservent, contre rémunération, une certaine quantité d'énergie.

Le présent projet vise à intégrer, dans la réserve d'électricité pour l'hiver, des centrales de réserve ainsi que des groupes électrogènes de secours et des installations de couplage chaleur-force (ci-après «installations CCF»). De façon générale, une réduction ciblée de la demande peut aussi contribuer à un meilleur équilibre entre production et consommation. Le concept pour une telle réserve n'est pas encore disponible. La baisse de la demande peut prendre différentes formes, donc certaines sont déjà appliquées. Elles se répartissent dans deux catégories distinctes, celles qui s'inscrivent dans le marché de l'électricité et celles qui se déroulent en dehors du marché (donc dans la réserve). Le concept en question doit être finalisé au printemps 2023; puis intégré dans l'ordonnance en complément aux autres mesures relatives à la réserve, afin que ce type de réserve puisse être pris en compte lors des appels d'offres pour l'hiver 2023/2024.

Sur le plan formel, le présent acte consiste en une extension et, dans le même temps, une révision totale de l'ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique (OIRH), qui est rebaptisée «ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (ordonnance sur une réserve d'hiver, OIRH)». L'ordonnance se fonde, comme c'était déjà le cas pour la première partie relative à la réserve hydroélectrique, sur l'art. 9 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7) ainsi que sur l'art. 5, al. 4, de la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays (LAP; RS 531). L'art. 9 LApEI dispose que le Conseil fédéral peut prendre des mesures si la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est sérieusement compromise à moyen ou à long terme. Le Conseil fédéral s'est engagé sur cette voie fondée sur l'art. 9 LApEI le 16 février 2022 en décidant l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver. Étant donné que les perspectives concernant la situation d'approvisionnement pendant l'hiver 2023/2024 se sont assombries pendant l'été 2022, il a décidé que la réserve devait être complétée par des centrales de réserve. Cette démarche du Conseil fédéral s'appuie aussi sur la LAP, qui prévoit que le Conseil fédéral peut effectuer des préparatifs pour rendre le système d'approvisionnement en électricité, y compris la stabilité du réseau, plus résistant dans la perspective de situations tendues. La possibilité de prononcer une obligation de participation à la réserve, entre autres, se fonde également sur la LAP. Le versement éventuel d'indemnités aux détenteurs de modules de centrales de réserve (si aucun exploitant n'est trouvé) découlerait aussi de cette loi (art. 38 LAP). La présente révision implique une adaptation de l'ordonnance sur le CO₂ au titre de la modification d'autres actes. Il s'agit

de s'assurer que les centrales de réserve, les groupes électrogènes de secours et les installations CCF sont exploités de manière à ne pas alourdir le bilan de CO₂ dans l'ensemble. Il est également nécessaire d'apporter des changements de nature purement rédactionnelle au niveau de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71).

L'ordonnance est limitée au 31 décembre 2026. Il s'agit d'une solution transitoire, qui doit être remplacée à moyen terme par une réglementation à l'échelon de la loi. S'il s'avérait nécessaire de construire de nouvelles centrales de réserve, cela ferait également l'objet d'une telle réglementation légale. Des appels d'offres pour de nouvelles centrales de ce type seront déjà possibles sous la présente OIRH, si cela s'avère nécessaire en raison de la durée de réalisation.

1.2 Contenu de la réglementation

L'ordonnance instaure la création d'une réserve d'électricité fonctionnant à titre d'assurance, pour parer aux pénuries exceptionnelles dans l'approvisionnement en électricité, en premier lieu pour la période allant de l'hiver au printemps. Outre la constitution annuelle d'une réserve hydroélectrique, l'ordonnance règle désormais également la mise à disposition, dans une «réserve complémentaire», de centrales de réserve, de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF, ainsi que la coordination entre les deux parties de la réserve. Les différents types d'installations qui constituent la réserve complémentaire apportent dans le système de l'énergie supplémentaire dont la puissance totale peut atteindre 1000 mégawatts (MW). Ils complètent ainsi la réserve hydroélectrique, laquelle se limite à conserver de l'énergie. Les centrales de réserve peuvent fonctionner au gaz ou avec d'autres agents énergétiques. Toutefois, en raison de la situation incertaine de l'approvisionnement en gaz dans le contexte de la guerre en Ukraine, les installations bicom bustibles qui peuvent également produire de l'électricité à partir de pétrole, et si possible aussi avec de l'hydrogène, figurent au premier plan. Ces centrales seront utilisées uniquement pour la réserve et ne sont pas autorisées à produire de l'électricité pour le marché.

L'exploitant d'une installation reçoit une rémunération pour la disponibilité. Les coûts d'exploitation fixes sont ainsi indemnisés, que l'installation soit utilisée ou non. En cas de recours à la réserve, il obtient en outre une indemnisation pour les frais encourus lors de l'utilisation. Le financement s'effectue principalement via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport d'électricité. Tous les consommateurs d'électricité supportent donc les coûts de la réserve. En l'absence d'équilibre du marché, les coûts du recours à la réserve ne sont pas répercutés sur l'ensemble des consommateurs d'électricité via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, mais facturés aux groupes-bilan qui ont occasionné le recours.

Les appels d'offres pour la réserve hydroélectrique sont effectués par la société nationale du réseau de transport de l'électricité (Swissgrid). Les centrales de réserve sont des installations produisant de l'énergie supplémentaire et devant pour certaines encore être construites. Les appels d'offres à cet effet sont encore effectués, dans un premier temps, par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), plus précisément par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Pendant l'été/automne 2022, le DETEC et l'OFEN ont conclu des contrats portant sur les centrales de réserve qui constitueront la réserve initiale à compter de février 2023. Après une phase transitoire, Swissgrid sera également compétente pour les appels d'offres pour la réserve complémentaire. Les exploitants de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF sont en principe regroupés par des agrégateurs (*poolers*). Les tâches relevant du recours à la réserve incombent également à Swissgrid. L'ordonnance régit les consignes concernant le recours à la réserve que la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) devra définir: l'ordonnance fixe notamment un ordre de priorité régissant la coordination entre les différentes parties de la réserve. Elle prévoit en outre que les centrales de réserve peuvent, à titre exceptionnel, également être utilisées afin de prévenir une future pénurie d'électricité en apportant de l'énergie supplémentaire à la réserve hydroélectrique. La répartition des tâches est donc globalement la même que pour la réserve hydroélectrique instaurée par la première OIRH. L'EiCom est compétente pour fixer préalablement les

aspects essentiels et surveiller la mise en œuvre de la réserve; elle veillera en particulier à empêcher des rémunérations inappropriées (par contre, l'EiCom ne doit pas interférer dans ce que le DETEC et l'OFEN ont mis en place pour la réserve complémentaire en prélude à l'OIRH, ni dans les appels d'offres qui relèvent de la compétence de l'OFEN pendant la phase transitoire). Swissgrid est compétente pour la gestion opérationnelle de la réserve d'électricité (y compris les appels d'offres). Elle ne peut toutefois pas rendre de décisions; c'est l'EiCom qui doit le faire le cas échéant.

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

Au niveau de la Confédération, il faut s'attendre à des charges accrues au niveau financier et du personnel pour l'exécution des dispositions prévues. Les dépenses supplémentaires concernent principalement l'EiCom, qui doit fixer les valeurs-clés des réserves et des appels d'offres correspondants, veiller au respect des engagements en matière de conservation de la réserve, définir les consignes concernant le recours et soumettre les rapports périodiques. L'OFEN aussi doit faire face à des coûts d'exécution plus élevés. Celles-ci comprennent les contrats conclus avec les exploitants ou les agrégateurs, la définition des exigences techniques d'exploitation pour les centrales de réserve, les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, la recherche d'exploitants ainsi que la réalisation d'appels d'offres durant une période transitoire. Les besoins financiers supplémentaires (crédit de biens et services) peuvent être compensés sur le plan interne. Pour ce qui est des ressources humaines, il faut également compter avec des besoins supplémentaires à l'EiCom et à l'OFEN; le Conseil fédéral a donné son aval à ce sujet le 16 février 2022.

La rémunération pour la disponibilité et l'indemnisation en cas de recours à la réserve versées pour les centrales de réserve sont répercutées sur les consommateurs d'électricité, respectivement sur les groupes-bilan, en tant que partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Il n'y a donc pas de charges pour les caisses fédérales. Les coûts assumés par la Confédération pour que les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours puissent être exploités dès février 2023 dans le cadre de la réserve complémentaire, lui seront également remboursés sans intérêt par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport.

Les centrales de réserve ont notamment des incidences sur le territoire et l'environnement (cf. également le ch. 3). Les cantons et les communes où les centrales de réserve doivent être implantées sont particulièrement concernés. La Confédération est en discussion, ou va prendre contact, avec les cantons et les communes en question. Au niveau financier et du personnel, les conséquences sont gérables. Elles peuvent être couvertes en partie par les redevances existantes. Dans les communes accueillant sur leur territoire des centrales de réserve, les autorités devront toutefois faire face à une charge de travail considérable à court terme.

3. Conséquences économiques, environnementales ou sociales

L'utilisation de centrales de réserve augmente la sécurité de l'approvisionnement en électricité pour les entreprises et les ménages en Suisse. Elle doit permettre de parer à une pénurie d'électricité ou de l'atténuer le plus possible. Selon son intensité et sa durée, une telle pénurie peut avoir des répercussions considérables sur l'économie et la population, occasionnant des coûts élevés. Toutefois, les centrales de réserve ont des conséquences négatives sur le territoire et l'environnement.

La mise à disposition et l'utilisation éventuelle de centrales de réserve engendrent des coûts qui doivent être supportés par tous les consommateurs d'électricité. Suite à la conclusion du contrat avec General Electric Gas Power, le coût total de la centrale de réserve de Birr (AG) s'élève à environ 470 millions de francs pour la période prévue de quatre ans. La Confédération a récemment approuvé des fonds supplémentaires, à hauteur de 10 millions de francs, pour la mise en place de mesures de protection contre le bruit. Elle a par ailleurs conclu un contrat concernant une deuxième centrale de réserve, qui sera disponible dès l'hiver 2022/2023: il s'agit de la centrale thermique de l'entreprise d'approvisionnement en énergie romande Groupe E, sise à Cornaux (NE). Les coûts de mise à disposition pour la durée du contrat, soit un peu plus de trois ans, s'élèvent à 9,15 millions de francs. S'y ajoutent des coûts d'exploitation en cas d'utilisation, lesquels ne sont pas encore connus. D'autres coûts sont attendus en lien avec la conclusion de contrats avec d'autres exploitants de centrales. Les négociations sont encore en cours. Cela vaut également pour l'intégration de groupes électrogènes de secours et, le cas échéant, d'installations CCF dans la réserve d'électricité pour l'hiver. Les estimations de coûts pour la période allant de 2023 à avril 2026 tablent sur un montant total d'environ 790 millions de francs pour les centrales de réserve existantes et les groupes électrogènes de secours. Cela correspond à une augmentation de la rémunération pour l'utilisation du réseau d'environ 0,5 ct./kWh en moyenne de 2024 à 2026 (les tarifs 2023 sont déjà fixés). Il s'agit d'une estimation provisoire des coûts, car d'autres installations pourraient s'y ajouter. En cas d'utilisation effective des centrales de réserve, il s'ensuivra des coûts supplémentaires (coûts variables, notamment pour le gaz ou d'autres agents énergétiques). En l'absence d'équilibre du marché, les coûts du recours à la réserve ne seront pas répercutés sur l'ensemble des consommateurs d'électricité via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, mais facturés aux groupes-bilan qui ont occasionné le recours. Concernant la réserve hydroélectrique, les coûts se montent, selon de premières estimations, à environ 1,2 milliard de francs au total pour la période allant de l'hiver 2022/2023 à l'hiver 2025/2026, ce qui correspond à une hausse de la rémunération pour l'utilisation du réseau de 0,7 ct./kWh en moyenne pour les années 2024 à 2026. Au total, l'augmentation de la rémunération pour l'utilisation du réseau, durant la période précitée, sera d'environ 1,2 ct./kWh (0,5 ct./kWh pour la réserve complémentaire et 0,7 ct./kWh pour la réserve hydroélectrique).

Les centrales de réserve, en particulier, génèrent des émissions de CO₂ lors des tests de fonctionnement et lors d'un recours effectif, qui peuvent avoir des répercussions sur le réchauffement climatique. Les centrales doivent donc être exploitées de manière à ne pas alourdir le bilan de CO₂ dans l'ensemble. S'agissant des autres conséquences (qualité de l'air, bruit), certains assouplissements temporaires des prescriptions correspondantes sont nécessaires pour les installations participant à la réserve, dans l'intérêt supérieur de la sécurité d'approvisionnement. Avec l'ordonnance du 21 décembre 2022 relative à l'exploitation de centrales de réserve et de groupes électrogènes de secours en cas de pénurie déclarée ou imminente, le Conseil fédéral a notamment déclaré exceptionnellement non applicables des valeurs limites en matière de protection de l'air, de protection contre le bruit, de rejets de chaleur ainsi que des limitations de la durée d'exploitation.

4. Commentaire des dispositions

Les commentaires ci-après portent essentiellement sur les nouvelles dispositions, à savoir celles en lien, d'une part, avec la réserve complémentaire et, d'autre part, avec la manière dont les parties de la réserve sont coordonnées entre elles. Concernant les dispositions relatives à la réserve hydroélectrique, on se référera au rapport explicatif de septembre 2022, qui a été rédigé et publié dans le cadre de la première version de l'OIRH (ci-après: rapport explicatif OIRH I)¹. Certains

¹ www.admin.ch > Droit fédéral > Recueil systématique > RS 734.722 > Rapport explicatif de l'acte de base

compléments apportés aux dispositions relatives à la réserve hydroélectrique et aux articles de portée générale sont mentionnés de manière succincte ci-après.

Art. 1

L'art. 1 comporte quelques adaptations sémantiques qui sont liées au complément apporté à l'actuelle réserve hydroélectrique et à l'intégration des centrales de réserve et d'autres types d'installations dans la réserve d'électricité. Le terme «hiver», qui figure également dans le titre de l'ordonnance, doit être compris au sens large. La période concernée peut se poursuivre jusqu'à un moment de l'année déjà assimilé au printemps dans le langage courant, soit jusqu'en avril ou mai.

Art. 2 à 5

Par rapport à la première version de l'OIRH, le libellé des art. 2 à 5 fait avant tout l'objet d'adaptations mineures, qui n'en modifient pas le contenu. Pour les explications relatives à ces articles, on se référera au «Rapport explicatif OIRH I». L'art. 2 précise que la tâche de dimensionnement de l'EICom reste limitée à la réserve hydroélectrique, mais que l'EICom doit également tenir compte dans ce cadre de la contribution apportée par la nouvelle réserve complémentaire (art. 6 ss). Par «besoins en électricité», on entend des besoins nets tels que l'EICom doive également envisager des mesures de réduction de la consommation. Il ne s'agit pas ici de mesures d'intervention en vertu de la LAP, car la réserve doit, si nécessaire, intervenir avant les mesures relevant de la LAP. Ce seront des mesures de réduction volontaires, prises par exemple par les milieux économiques, par des particuliers ou par des villes afin de réduire l'éclairage dans l'espace public ou dans leurs bâtiments.

L'EICom dispose d'une certaine marge de manœuvre, car elle peut soit dimensionner la réserve hydroélectrique dès le début de manière qu'elle soit vraisemblablement à même de fournir la contribution requise, soit opter pour un dimensionnement moins important et l'étoffer par la suite en recourant plus rapidement aux centrales de réserve, dès que le besoin apparaîtra (plus) concrètement. Si les prévisions en matière de sécurité d'approvisionnement indiquent que la situation est très bonne, cela peut signifier que l'EICom dimensionne de façon moindre la réserve hydroélectrique ou renonce à la constituer. Elle donne à Swissgrid des instructions correspondantes.

Art. 3: Lors des appels d'offres, l'EICom a la possibilité d'exclure les offres prévoyant des rémunérations excessives. Elle a déjà fait usage de cette possibilité en octobre 2022. Une telle exclusion peut aussi aboutir à une interruption de l'appel d'offres concerné. Si l'EICom le juge opportun, elle donne des instructions à Swissgrid en ce sens. Une exclusion pour motif de rémunération excessive ne doit toutefois pas nécessairement donner lieu à une interruption.

En ce qui concerne l'art. 4, on relèvera qu'une obligation imposée aux centrales hydroélectriques fournissant du courant de traction ne serait envisageable, tout au plus, qu'en dernier recours. Quoi qu'il en soit, de telles centrales ne pourraient être obligées de participer que si l'énergie qu'elles produisent n'était pas impérativement nécessaire au maintien du trafic ferroviaire.

L'art. 5 fait l'objet d'une légère modification d'ordre conceptuel: en cas d'obligation de participation imposée par le DETEC en vertu de l'art. 4, la teneur uniforme standard du contrat visée à l'art. 5 fera désormais automatiquement partie intégrante de l'obligation en vertu de l'OIRH. Swissgrid est libre de consigner ces contenus de façon formelle (également) dans un contrat, car il sera vraisemblablement nécessaire de disposer d'un contrat comme fondement pour une utilisation dans la réserve. En outre, certains aspects, telle la quantité d'énergie constituant la réserve, sont propres à chaque exploitant et ne relèvent donc pas du contenu «standard». Si des questions devaient survenir au sujet des contenus à intégrer dans le contrat ou en cas de litige à ce sujet, il reviendrait à l'EICom de trancher en raison de la compétence générale d'ordonner que lui confère l'art. 24, al. 2.

Art. 6 Dispositions générales concernant la participation à la réserve complémentaire

Les centrales de réserve fonctionnant au gaz ou avec d'autres agents énergétiques tels que l'huile de chauffage extra-légère, constituent, avec les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, la deuxième partie de la réserve d'électricité pour l'hiver («réserve complémentaire»).

Le cadre donné par les al. 1 et 2 doit être ajustable sur deux niveaux, raison pour laquelle l'al. 3 confère au DETEC les possibilités requises. Au premier niveau, la valeur de 1000 MW de puissance doit pouvoir être appliquée de manière flexible s'il s'avère nécessaire d'accroître la réserve. Sur le plan matériel, les critères pour le dimensionnement de la réserve hydroélectrique sont pertinents dans ce cas (art. 2, al. 2). Au deuxième niveau, un cadre pour la coordination peut être utile afin d'établir l'ordre de priorité en ce qui concerne le recours aux différents types d'installations pouvant être exploitées dans le cadre de la réserve complémentaire. Il le sera en particulier après la phase transitoire, lorsque Swissgrid sera compétente pour les appels d'offres. La question se pose par exemple de savoir dans quelle mesure il faut mettre l'accent sur les centrales de réserve au vu du potentiel que recèlent les groupes électrogènes de secours.

L'al. 4 se fonde sur l'échéance de l'OIRH fixée à fin 2026 (art. 30). Il établit que la participation à la réserve peut durer, dans un premier temps, jusqu'à cette échéance. Les étapes suivantes sont établies par la réglementation succédant à l'ordonnance, autrement dit la réglementation légale et les dispositions d'exécution. Il est tout à fait concevable que la participation puisse se poursuivre sur cette base, ce dont on ne saurait toutefois préjuger ici.

Art. 7 Participation des exploitants de groupes électrogènes de secours et des exploitants d'installations CCF à la réserve complémentaire

Al. 1: s'agissant des groupes électrogènes de secours et des installations CCF, ce sont leurs exploitants qui participent à la réserve (art. 6, al. 2). Un intermédiaire s'insère toutefois obligatoirement entre eux et la réserve, appelé «agrégateur» (ou «*pooler*», terme utilisé comme synonyme dans le présent rapport). Sans celui-ci, la participation à la réserve complémentaire ne serait possible que pour les exploitants de grandes installations CCF d'une puissance d'au moins 5 MW. Ceux-ci peuvent conclure directement des contrats pour la réserve. En principe, les agrégateurs devraient regrouper des installations similaires, à savoir soit des groupes électrogènes de secours, soit des installations CCF. Ce n'est toutefois pas une directive stricte.

Al. 2: la règle applicable à la réserve hydroélectrique, selon laquelle les installations doivent injecter l'électricité dans la zone de réglage Suisse, s'applique par analogie à la réserve complémentaire (art. 6, al. 2, let. b). Les installations qui fonctionnent exclusivement en mode îlotage, sans injecter d'électricité dans le réseau, et qui ne peuvent donc pas contribuer directement à la réserve, sont par exemple exclues. De telles installations peuvent être utilisées, le cas échéant, pour lisser la charge lors d'une pénurie d'approvisionnement. D'une part, il est possible que des mécanismes du marché interviennent et contribuent à la sécurité d'approvisionnement en réduisant la charge. D'autre part, des groupes électrogènes de secours fonctionnant en mode îlotage sont admis dans la réserve complémentaire, dans des limites strictes: les exploitants doivent disposer d'une interdiction d'injection de la part de leur gestionnaire de réseau et ne sont autorisés à commuter en mode îlotage qu'en cas de recours à la réserve ou de panne du réseau (y compris interruptions). Une telle participation est possible une seule fois et est limitée au 30 avril 2023. Pendant l'hiver 2023/2024, une fois résolus les problèmes conduisant à l'interdiction d'injection (le plus souvent l'absence d'équipement de sécurité permettant d'isoler un court-circuit dans le réseau électrique), les exploitants concernés pourront en principe être admis normalement dans la réserve complémentaire.

Al. 3: la participation d'installations CCF se fait également dans un cadre limité. La participation à la réserve d'hiver ne concerne que la partie électrique de l'installation (celle-ci doit être exploitée en mode électricité) et l'installation doit par ailleurs apporter au système électrique une puissance et une énergie supplémentaires. D'autres installations CCF peuvent contribuer à la sécurité

d'approvisionnement en fonction de l'usage qui en est fait originellement sur le marché. L'expression «capacités de production» exprime le fait que le volet de l'installation CCF dévolu à la chaleur n'est pas concerné et qu'en général, aucune production d'électricité n'est nécessaire (sauf en cas de recours à la réserve). Enfin, l'OFEN peut restreindre davantage les types d'installations admis en fixant d'autres critères d'adéquation de nature technique. Il est en outre important d'éviter les doublons en matière de soutien financier, notamment dans la perspective des outils d'encouragement par les contributions d'investissement que le législateur pourrait encore créer à l'avenir. Les exploitants doivent décider s'ils souhaitent bénéficier des aides à l'investissement ou s'ils veulent participer à la réserve d'hiver.

L'al. 4 règle la compensation des émissions de CO₂: soit les exploitants sont rattachés au système d'échange des quotas d'émissions (SEQE), soit ils doivent remettre des attestations nationales ou internationales correspondant aux émissions de CO₂ générées.

Art. 8 Constitution et extension de la réserve complémentaire avec des centrales de réserve

Al. 1: lors d'une phase préparatoire active menée parallèlement à l'élaboration de l'ordonnance, des négociations ont eu lieu entre la Confédération, des propriétaires d'installations appropriées, des exploitants potentiels ainsi que les cantons. Ce travail en parallèle était indispensable pour permettre qu'un premier groupe d'installations de ce type soit disponible pour la réserve dès février 2023. L'al. 1 soumet ces premières installations et leurs exploitants au régime de la réserve en vertu de l'OIRH. La «constitution» ne représente pas un acte formel particulier. En raison des contrats établis pour la réserve, les exploitants en feront automatiquement partie dès sa création.

S'il n'est pas possible d'atteindre la puissance souhaitée avec les seules installations visées à l'al. 1 qui rejoignent immédiatement la réserve, l'al. 2 donne la possibilité de mobiliser des centrales supplémentaires pour la réserve, avant tout dans la perspective des hivers suivants (à partir de l'hiver 2023/2024). Comme tel est déjà le cas, l'accent est mis sur les installations existantes qui pourraient être rapidement adaptées et disponibles pour la réserve. Si un appel d'offres efficace est possible (notamment s'il y a suffisamment d'intéressés) et que l'urgence n'impose pas une autre démarche, des appels d'offres doivent être organisés. Une procédure comme celle choisie en été 2022, dans laquelle la Confédération contacte l'ensemble des exploitants potentiels, sans exclure qui que ce soit, serait donc possible également en vertu de l'art. 8, al. 2. L'al. 3 énonce plusieurs critères d'adjudication pour les appels d'offres; la liste n'a pas vocation à être exhaustive.

Dans ses al. 1 et 2, l'art. 8 établit donc une constitution de la réserve complémentaire en deux étapes avec des centrales de réserve. Une troisième étape consisterait à organiser, conformément à l'art. 13, également un appel d'offres pour de nouvelles centrales de réserve qui devraient encore être construites. La réglementation succédant à l'ordonnance déterminera dans quelle mesure des centrales de réserve qui étaient déjà dans la réserve dans le cadre de l'OIRH pourront y demeurer. Les exploitants devront probablement prendre part à de nouveaux appels d'offres. Il n'est toutefois pas exclu que certains participants à la réserve qui rejoignent celle-ci à partir du printemps 2023 doivent conclure des contrats qui vont au-delà de la durée de validité de l'OIRH, notamment pour des motifs de sécurité d'investissement. Au moment de la conclusion d'un tel contrat, l'OIRH offre une base valable ainsi que la possibilité que le législateur établisse une réglementation pour lui succéder. S'agissant de la durée d'un tel contrat à long terme, on ne saurait appliquer un schéma défini. Il conviendra plutôt de mener une réflexion sur une durée qui soit adéquate et raisonnable. En dernier ressort, si un exploitant ne concède pas de conditions acceptables, il existe la possibilité d'une obligation de participation à la réserve (art. 9).

L'inclusion dans la réserve ne signifie pas que les autorisations de construire et d'exploiter sont déjà accordées. Lors de l'octroi des autorisations, il convient d'examiner non seulement les prescriptions techniques, mais aussi celles relevant du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire, et de respecter les procédures correspondantes, certaines règles ayant été assouplies pour des installations spécifiques se trouvant dans la réserve en vertu de l'OIRH.

Pendant une phase transitoire qui dure jusqu'à l'automne 2023, c'est encore l'OFEN qui procédera aux appels d'offres (art. 29). Ensuite, à partir du 1^{er} octobre 2023, ce sera Swissgrid. Swissgrid est aujourd'hui déjà responsable des appels d'offres pour la réserve hydroélectrique. Pour les nouveaux appels d'offres, elle devra, dans un premier temps, réaliser les travaux préparatoires nécessaires avec le soutien de la Confédération. Les appels d'offres réalisés par Swissgrid devront s'inspirer du premier appel d'offres, effectué par l'OFEN, afin de maintenir de faibles coûts et d'assurer la continuité dans le processus d'adjudication. En se fondant sur ce modèle, Swissgrid peut définir les modalités des appels d'offres en étroite concertation avec l'OFEN. Pour réduire les coûts, il est en particulier important de procéder à une préqualification des participants à l'appel d'offres et de mener une procédure d'appels d'offres par étapes.

D'après l'al. 4, l'EICom contrôlera, lors des futurs appels d'offres réalisés par Swissgrid, qu'aucune offre prévoyant des rémunérations pour la disponibilité inappropriées ne reçoive l'adjudication. Pendant les appels d'offres menés à bien par l'OFEN pendant la phase transitoire (art. 29), l'EICom n'a pas la possibilité d'intervenir. C'est l'OFEN lui-même qui se charge de ce contrôle. De même, l'EICom n'a bien sûr pas de possibilité d'intervention dans le cas où l'admission dans la réserve repose sur des contrats conclus en prévision du 15 février 2023 (art. 8, al. 1).

Art. 9 Obligation de participation

De manière analogue à une éventuelle obligation de participation à la réserve hydroélectrique (art. 4), il doit également être possible d'obliger un exploitant à participer dans le cas des centrales de réserve. Dans l'art. 9, la perspective est toutefois légèrement différente. En effet, au moins la première constitution de la réserve n'a pas lieu par le biais d'appels d'offres. Concernant l'installation sise à Birr (AG), l'art. 9 vise notamment à garantir qu'il y ait une entreprise pour exploiter en temps voulu l'installation mise au service de la réserve d'électricité. Si nécessaire, quelqu'un doit pouvoir y être obligé (cf. art. 5, al. 4, LAP). Dans le cas de Birr (AG), un contrat a pu être conclu entretemps; une obligation de participation n'est donc pas nécessaire. Ce besoin existe toutefois dans des cas similaires et si un exploitant devait manquer à l'appel, il faut pouvoir en obliger un à participer. La procédure est globalement la même que pour la réserve hydroélectrique et la possibilité d'obligation est également limitée dans le temps (art. 30, al. 3). L'art. 9 va du reste plus loin que le cas évoqué et offre fondamentalement la possibilité d'obliger tous les exploitants qui s'y prêtent et qui seraient aptes à exploiter une centrale de réserve à participer. La rémunération serait fixée par le DETEC, comme pour la réserve hydroélectrique (art. 4, al. 2).

Art. 10 Contrat avec des exploitants de centrales de réserve et rémunération pour la disponibilité

Al. 1 et 2: Outre les prescriptions de l'OIRH, la base de l'implication des exploitants dans la réserve est en premier lieu un contrat. L'OIRH en énumère les termes principaux. Les contrats devant être aussi uniformes que possible; néanmoins, des divergences sont tout à fait possibles en raison de la diversité des installations. L'énumération à l'al. 2 implique de nombreuses réglementations. Par exemple, pour la durée et la période de mise à disposition (let. b), il faut aussi définir les besoins en ce qui concerne les agents énergétiques; pour la réglementation des tests de fonctionnement (let. d), il faut aussi prendre en compte les spécificités de la centrale de réserve en question. Comme la let. f renvoie à l'art. 5, les obligations de renseignement et de notification ainsi que la peine conventionnelle sont également comprises. Les aspects qui concernent ce dernier point peuvent différer de ceux applicables à la réserve hydroélectrique en vertu des prescriptions de l'EICom.

C'est l'OFEN qui conclut les contrats avec les premiers exploitants, essentiellement ceux dont les contrats sur la participation à la réserve remontent à l'été 2022 déjà, mais aussi ceux qui suivront pendant la phase transitoire jusqu'à l'automne 2023 (art. 29). Dans ces cas, il se peut que Swissgrid doive, en plus, conclure avec les exploitants un contrat (qui n'est pas mentionné explicitement dans l'OIRH) portant sur les modalités opérationnelles (al. 2, let. e).

Al. 3: de façon analogue à l'art. 5, al. 3, dans le cas d'une obligation imposée par le DETEC, les centrales de réserve ont besoin d'un fondement juridique et d'une base de travail pour tous les aspects de l'utilisation de la réserve. Le DETEC définit alors les contenus par voie de décision (si l'exploitant et Swissgrid ne parviennent pas à un accord). S'il existe une teneur standard uniforme applicable au contrat, celle-ci est déterminante (art. 5, al. 3, par analogie). Le fait qu'une autorité intervienne dans ce type de rapports contractuels ou contribue à en façonner le contenu peut sembler atypique, mais on le retrouve dans d'autres domaines, notamment en lien avec l'accès au réseau (cf. p. ex. art. 13, al. 2, de la loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites [LITC; RS 746.1], ou art. 5, al. 3, OApEI).

Un aspect important est la rémunération appropriée pour la disponibilité visée à l'al. 4, qui est versée à l'exploitant. L'EICom peut, dans le cadre des appels d'offres, exclure les rémunérations inappropriées (art. 8, al. 4), mais uniquement à partir du moment où Swissgrid procédera aux appels d'offres. Cette rémunération pour la disponibilité permet de couvrir les coûts fixes, contrairement à l'indemnisation en cas de recours à la réserve, qui couvre les coûts d'exploitation variables (art. 20, al. 3 s.). La périodicité des paiements doit être réglée contractuellement. La rémunération pour la disponibilité comprend notamment les coûts pour le terrain, la construction de l'installation, le raccordement aux réseaux de gaz ou d'électricité, l'achat et le stockage des agents énergétiques, et notamment aussi leur transport. Seuls les coûts effectivement occasionnés à l'exploitant donnent lieu à une rémunération. Les mesures visant à limiter les émissions entraînent également des coûts; les centrales de réserve qui génèrent moins d'émissions perçoivent ainsi, en fin de compte, une rémunération plus élevée. À l'inverse, il faut prêter attention au fait que les coûts dus à la limitation des émissions pourraient avoir une utilité au-delà de la durée d'application de l'OIRH. Un décompte de ces coûts au prorata est par conséquent judicieux. En fin de compte, l'EICom doit contrôler ce point dans le cadre de sa fonction générale de surveillance. À noter que lorsque la Confédération met à disposition, par exemple, la centrale via un fournisseur tiers (comme c'est p. ex. le cas à Birr), les coûts de construction ne sont pas inclus dans la rémunération pour la disponibilité. Les coûts de location ne sont pas non plus compris. C'est le fournisseur tiers qui se voit indemnisé pour ces coûts. La Confédération avance tous ces fonds; les montants devraient lui être remboursés vraisemblablement à partir de 2024 (cf. art. 23, al. 1).

Art. 11 Restrictions d'exploitation et exigences opérationnelles concernant les centrales de réserve

L'al. 1 contient une règle essentielle pour les centrales à gaz ou centrales de réserve. Celles-ci servent uniquement pour la réserve et ne produisent pas d'électricité pour le marché. Cette exclusion est nécessaire du point de vue de la politique climatique. Les centrales sont certes intégrées dans le SEQE pour le cas où elles seraient utilisées lors d'un recours à la réserve. Une production pour le marché qui dépasse ce cadre n'est toutefois pas souhaitée et est donc interdite, ce même dans le cadre d'une participation au système SEQE. L'utilisation des générateurs afin de maintenir la tension du réseau est par contre envisageable (al. 4), à condition que la disponibilité de la réserve ne s'en trouve pas limitée et que les conditions techniques pour un fonctionnement en compensateur synchrone soient réunies. À cet effet, la turbine à gaz et le générateur doivent être séparés mécaniquement. Pendant le fonctionnement en compensateur synchrone, la turbine à gaz est à l'arrêt; aucune alimentation en gaz ou par un autre agent énergétique n'est nécessaire et aucune émission n'est générée.

La fourniture de services-système est également admise conformément à l'al. 2, mais uniquement du printemps au début de l'hiver, autrement dit en dehors de la phase critique pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. L'OIRH désigne cette phase comme la «période de disponibilité» et en fixe la durée maximale. L'EICom peut fixer la période exacte chaque année (elle peut fixer une période différente pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, la fixation de la période de disponibilité pour ces installations-là relevant également de sa compétence. Le marché des services-système n'est pas ouvert aux centrales de réserve ne respectant pas les prescriptions environnementales, en particulier en matière de bruit et d'émissions de polluants ou d'autres

prescriptions fondées sur les mêmes motifs, par exemple en matière de rejets de chaleur ou d'heures d'exploitation maximales. Il faut partir du principe que les valeurs limites d'émission ne seront pas respectées – du moins pendant l'hiver 2022/2023 – par exemple à la centrale de réserve de Birr (AG).

En vertu de l'*al.* 3, les installations doivent également continuer de respecter les exigences techniques pour l'exploitation fixées par l'OFEN (art. 30, *al.* 3, LApEI). Ces prescriptions sont de nature générale et ne règlent pas les cas individuels. Certains aspects peuvent toutefois être si spécifiques qu'ils ne concernent, en fin de compte, qu'une seule centrale. Ces prescriptions tiennent donc compte des possibilités techniques d'une centrale, mais aussi des exigences du système d'approvisionnement en électricité en matière de flexibilité d'utilisation de la réserve.

Art. 12 Tarif pour l'utilisation des installations de transport par conduites

Les rémunérations pour l'utilisation du réseau par les installations de transport par conduites dans le cadre de la fourniture de gaz aux centrales à gaz peuvent constituer un facteur de coût important. Elles ne sont pas réglementées et ne relèvent pas de la compétence de l'EiCom. L'art. 12 repose sur la réglementation figurant à l'art. 13 LITC. Il en diffère dans la mesure où il ne prévoit pas uniquement que l'OFEN est habilité à prendre une décision en cas de différend; il lui permet aussi d'intervenir d'office à des fins de régulation. L'OFEN choisirait une solution correspondant aux coûts réels. Pour ce faire, il a besoin, selon les circonstances, de renseignements de la part des exploitants d'installations de transport par conduites. Il peut les réclamer en vertu de l'art. 24. Le tarif peut, le cas échéant, être fixé tant pour la réservation de la capacité que pour l'utilisation effective de cette capacité.

Art. 13 Appels d'offres pour de nouvelles centrales de réserve

En plus des centrales de réserve qui, conformément à l'art. 8, seront admises dans la réserve complémentaire au cours des hivers prochains, il est possible que l'on ait besoin à moyen terme d'autres centrales de réserve – cette fois-ci véritablement nouvelles –, et éventuellement sur de nouveaux sites. Pour les nouvelles installations mentionnées à l'art. 13, il n'est pas envisagé que la Confédération ait la fonction d'exploitant ou de producteur. Elle se contenterait de rechercher, par le biais d'appels d'offres, des acteurs qui construisent et exploitent de telles installations. La Confédération ne dispose pas d'une compétence constitutionnelle pour intervenir elle-même sur le marché en tant que producteur d'électricité. L'approvisionnement énergétique relève de la branche énergétique (art. 6, *al.* 2, LEne), laquelle se trouve en majeure partie aux mains des cantons et des communes. Les cantons et les communes, en tant que propriétaires, partagent donc la responsabilité de la construction de nouvelles centrales. La branche énergétique n'a toutefois pas pris les mesures qui s'imposent jusqu'à présent. La phase de réalisation (planification, aménagement du territoire, autorisation, construction) de tels projets étant longue, la Confédération doit pouvoir lancer rapidement des appels d'offres afin que de tels projets puissent démarrer. Or, actuellement, il manque à cet effet les bases légales formelles, qu'il faut établir à moyen terme. Concrètement, la présente ordonnance prévoit de manière anticipée un appel d'offres pour de nouvelles centrales, qui ne revêt par conséquent qu'un caractère provisoire.

L'*al.* 2 prévoit que les appels d'offres et les critères d'adjudication seront régis par l'art. 8, *al.* 2 et 3. Swissgrid peut donc également fixer au préalable des modalités pour les appels d'offres, telles qu'un modèle en deux étapes avec préqualification. Ce faisant, elle doit toutefois se fonder sur les concepts que l'OFEN a élaborés pour les appels d'offres (cf. art. 8). La définition des modalités doit se faire en étroite concertation avec l'OFEN. Le fait que Swissgrid (après la phase transitoire) soit chargée de procéder aux appels d'offres ne signifie pas qu'on lui assigne un rôle nouveau d'acteur compétent en dernier recours pour la sécurité d'approvisionnement.

Art. 14 Constitution et extension de la réserve complémentaire avec des groupes électrogènes de secours et des installations CCF

Les groupes électrogènes de secours et les installations CCF peuvent également apporter une contribution précieuse à la réserve. Ils font partie de la réserve complémentaire, laquelle est régie par les art. 14 à 16 (en plus des art. 6 et 7).

Les groupes électrogènes de secours sont généralement utilisés pour alimenter en électricité des consommateurs finaux particulièrement importants (hôpitaux, pompes à eau potable ou centres de calcul) en cas de panne du réseau public. Le plus souvent, il s'agit de groupes électrogènes fonctionnant au diesel et dont la puissance peut atteindre plusieurs milliers de kilowatts. Les installations CCF permettent la production simultanée de force et de chaleur issues du processus de transformation d'agents énergétiques dans les turbines à gaz, les turbines à vapeur, les moteurs à combustion, d'autres installations thermiques ou les piles à combustible.

Les groupes électrogènes de secours participeront à la réserve complémentaire au moment de sa mise en service en février 2023. Les installations CCF y seront, quant à elles, incluses ultérieurement (à partir de janvier 2024). Les exploitants de groupes électrogènes de secours qui fonctionnent en mode îlotage prendront temporairement part à la réserve en étant regroupés par un agrégateur; l'art. 7, al. 1, s'applique donc aussi à ce dernier. Leur participation (en mode îlotage) est toutefois limitée dans le temps et ne durera que jusqu'à fin avril 2023.

Al. 2: comme pour les centrales de réserve, des négociations ont eu lieu, en prévision de l'hiver 2022/2023, avec des agrégateurs en vue de la participation à la réserve de groupes électrogènes de secours. En plus de ce premier groupe d'installations qui passera dans le régime de l'OIRH dès février 2023 (*al. 1*), il existe un potentiel pour d'autres participants. Ces derniers pourraient entrer dans la réserve plus tard au cours de l'hiver 2023 ou l'hiver suivant (*al. 2*), en même temps que les installations CCF. Leur inclusion dans la réserve se fera par appels d'offres. Dans les cas visés à l'art. 7, al. 1, les appels d'offres serviront à déterminer non pas les exploitants des installations, mais les agrégateurs. Les exploitants d'installations CCF d'une puissance égale ou supérieure à 5 MW n'ont pas besoin d'un agrégateur et peuvent prendre part directement aux appels d'offres. À noter que les appels d'offres effectués par l'OFEN pendant la phase transitoire (art. 29) concerneront probablement avant tout les groupes électrogènes de secours. La préparation des appels d'offres concernant les installations CCF devra toutefois aussi commencer suffisamment tôt; par conséquent, il se peut que l'OFEN s'en charge aussi dans un premier temps. Les modalités figurant dans les art. 8 et 13 par rapport aux appels d'offres seront implicitement applicables à ces appels d'offres: à cet effet, Swissgrid devra travailler en étroite concertation avec l'OFEN, qui aura engrangé des expériences durant les premiers appels d'offres.

L'EiCom contrôlera aussi les coûts liés aux groupes électrogènes de secours ou aux installations CCF. Cette vérification est régie plus loin dans le texte, à l'art. 15, al. 5, étant donné qu'elle portera également sur les forfaits pour prestations versés aux agrégateurs, forfaits qui sont eux aussi mentionnés pour la première fois dans cet article (cf. commentaire de l'art. 15).

Al. 3 et 4: la possibilité d'obligation existe également pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF. Les exploitants, et avec eux les agrégateurs (hormis pour les installations CCF d'une puissance supérieure à 5 MW) doivent pouvoir être obligés de participer à la réserve. Il existe toutefois une exception importante: les groupes électrogènes de secours faisant partie d'infrastructures militaires ou d'autres infrastructures critiques qui jouent un rôle essentiel pour la bonne marche de l'économie ou le bien-être de la population ne peuvent pas être soumis à une telle obligation. Une participation volontaire (via les appels d'offres) est toutefois possible. Cette exception serait également applicable par analogie à une installation CCF faisant partie d'une telle infrastructure.

Art. 15 Contrat avec des agrégateurs et des exploitants de groupes électrogènes de secours ou d'installations CCF

L'art. 15 fixe le principe de contrats conclus à deux niveaux: l'al. 1 concerne les rapports entre Swissgrid, qui gère la réserve, et les agrégateurs, et l'al. 3 les rapports entre les agrégateurs et les participants à la réserve. À ce deuxième niveau, les obligations doivent être transcrites de façon à ce que les exploitants utilisent les installations au service de la réserve de façon correcte et s'abstiennent de tout comportement illicite. Les contrats visés à l'al. 3 contiendront, pour l'essentiel, les mêmes contenus que ceux qui concernent la réserve hydroélectrique ou les centrales de réserve, parfois sous une forme légèrement adaptée. L'art. 15 prévoit explicitement qu'ils devront fixer la quantité minimale à conserver pour ce qui est de l'agent énergétique utilisé par l'installation concernée. Les contrats préciseront encore les conditions-cadres visées à l'art. 16. Par ailleurs, Swissgrid peut régler d'autres modalités opérationnelles directement avec les exploitants (par analogie à l'art. 10, al. 2, let. e).

Al. 2: un forfait pour prestations est versé aux agrégateurs. Il se compose, d'une part, d'une contribution unique pour la mise en place de la plateforme de regroupement nécessaire et pour les instruments de pilotage auxquels ils doivent recourir pour regrouper les installations. Il comprend, d'autre part, un forfait octroyé pour la fonction d'agrégateur, qui couvre les frais fixes et variables et offre un bénéfice approprié.

Al. 5: l'EICOM sera aussi chargée de contrôler les coûts liés aux éléments de la réserve complémentaire, que sont les groupes électrogènes de secours et les installations CCF. Cette vérification est régie à l'art. 15, bien qu'elle concerne les appels d'offres réglés en amont à l'art. 14. Les forfaits pour prestations que Swissgrid versera aux agrégateurs déterminés via les appels d'offres doivent être appropriés. Les rémunérations pour la disponibilité revenant aux exploitants des installations doivent l'être, elles aussi. En cas de regroupement via un agrégateur (art. 7, al. 1), les exploitants reçoivent la rémunération sous forme de forfait (art. 16, al. 3) et son montant est convenu dans le contrat conclu avec les agrégateurs (al. 3 et 4). En cas de nécessité, l'EICOM devra intervenir auprès des agrégateurs afin que les forfaits à fixer dans les contrats soient appropriés. Durant la phase transitoire où l'OFEN procédera aux appels d'offres, l'EICOM n'endossera pas encore cette fonction de contrôle. Un tel correctif ne sera nécessaire qu'à partir du moment où Swissgrid se chargera des appels d'offres.

Art. 16 Conditions-cadres et rémunération pour la disponibilité versée aux exploitants de groupes électrogènes de secours ou d'installations CCF

Al. 1 et 2: les centrales de réserve n'ont pas du tout le droit de produire d'électricité pour le marché (art. 11, al. 1). Il n'en va pas de même pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF, qui peuvent être utilisés librement en dehors de la période durant laquelle ils doivent être disponibles pour la réserve. Durant la période de disponibilité les concernant, fixée par l'EICOM et si nécessaire différente de celle visée à l'art. 11, al. 2, ces installations peuvent participer dans une mesure limitée au marché de l'énergie de réglage. Une utilisation à court terme pour fournir de l'énergie de réglage est envisageable (al. 2) lorsqu'il est clair qu'il n'y aura pas de recours à la réserve pour le jour suivant, autrement dit que le marché est en équilibre. Les conditions prévalant dans ce cas de figure seront fixées par Swissgrid. Les exploitants peuvent aussi utiliser ces installations pour les propres besoins de leur entreprise en cas d'effondrement du réseau, car à ce moment-là, celles-ci ne seraient d'aucune utilité pour la réserve ou pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Par ailleurs, un groupe électrogène de secours qui comprend plusieurs unités génératrices peut participer de façon partielle à la réserve, par exemple avec deux unités sur quatre. Cette option n'est pas possible pour les installations CCF.

Al. 3: comme dans le cas des centrales de réserve, la rémunération pour la disponibilité sert à indemniser les coûts fixes. Les installations visées à l'art. 16, hormis les installations CCF d'une puissance d'au moins 5 MW, doivent être regroupées au sein d'un *pool*; dans ce cas la réglementation prévoit que ladite rémunération sera versée sous forme de forfait. Dans les contrats conclus entre les

agrégateurs et les exploitants d'installations en automne 2022, ce forfait est fixé à 10 000 francs par hiver et par MW pour un site donné (et non pas par installation).

Art. 17 Consignes concernant le recours à la réserve d'électricité

L'art. 17 ne règle pas les consignes elles-mêmes, mais les prescriptions les concernant. Le recours à la réserve dans le seul cadre de la réserve hydroélectrique est déjà complexe. La deuxième partie de la réserve d'électricité («réserve complémentaire») ajoute encore à la complexité du mécanisme. Il s'agit de mettre en place, pour le cas où il faudrait recourir à la réserve d'électricité, une coordination ou une priorisation judicieuse entre ses deux parties et à l'intérieur de la réserve complémentaire en fonction du problème à résoudre. L'OIRH ne se prête 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'OIRH. Comme pour la définition des valeurs-clés de la réserve hydroélectrique visée à l'art. 2, il ne s'agit ni d'une règle de droit ni d'une décision. Il s'agit plutôt d'une étape visant à concrétiser l'application du droit et l'EiCom peut, par exemple, déterminer les spécifications dans une directive, étant donné que les consignes concernant le recours à la réserve sont destinées à Swissgrid, qui est chargée de procéder au recours à celle-ci (cf. également le «Rapport explicatif OIRH I»).

L'al. 2 énumère les principaux objectifs et les critères que l'EiCom doit prendre en compte dans les consignes concernant le recours à la réserve. Le type de pénurie susceptible de survenir et la disponibilité des différentes parties de la réserve d'électricité constituent des critères déterminants. Si, par exemple, la quantité d'eau dans les lacs d'accumulation est plutôt faible, mais que les agents énergétiques pour les centrales de réserve sont largement disponibles, celles-ci doivent être utilisées en priorité. Outre l'énergie probablement disponible, la puissance disponible 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 à privilégier 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 que l'on recoure 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»). Cela permet de tenir compte de l'art. 9, al. 3, LApEI, qui donne la priorité aux énergies renouvelables et sur lequel se fonde la présente ordonnance. Dans les critères de priorisation principaux (let. a à d), les coûts sont répertoriés en dernier; cela indique que la limitation des émissions est plus importante que celles des coûts. Ce n'est d'ailleurs pas lors du recours à la réserve que la majeure partie des coûts est générée, mais dans le cadre de la mise à disposition des installations. La liste des autres points à observer (figurant à la let. e) n'est pas exhaustive: l'EiCom peut tenir compte d'autres paramètres lui paraissant pertinents.

Les consignes concernant le recours à la réserve d'électricité doivent fixer un ordre de priorité non seulement entre les différents éléments de la réserve complémentaire (al. 1), mais aussi en fonction des différences de niveau d'émissions entre les différentes centrales. Les émissions générées par la production d'électricité dans les centrales thermiques à combustibles fossiles varient fortement en fonction de la technologie utilisée. Par exemple, dans le meilleur des cas, la production d'un gigawattheure (GWh) d'électricité génère 130 kg d'oxyde d'azote (turbine à gaz avec catalyseur SCR). Et, dans le pire des cas, il faut compter pour la même quantité d'électricité avec des émissions dépassant 9 tonnes d'oxyde d'azote (moteurs à combustion de groupes électrogènes de secours sans catalyseur SCR). Dans le cas où toutes les centrales fonctionnent en même temps, leurs émissions d'oxyde d'azote sont, dans le pire des scénarios, du même ordre de grandeur que toutes les autres sources réunies. L'impact des centrales sur l'environnement ne dépend donc pas seulement de leur durée d'utilisation ou de la quantité d'électricité produite, mais aussi dans une large mesure de l'ordre de priorités selon lequel les centrales ou les groupes électrogènes de secours sont exploités. 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. Dans le cadre de la réserve hydroélectrique, l'énergie doit être prélevée de façon proportionnelle auprès de tous les exploitants; cette règle n'a pas été retenue pour la réserve complémentaire afin de tenir compte des différences de niveau d'émissions ou de fonctionnement, comme la durée d'exploitation minimale notamment (al. 3) de ses différents éléments. L'ECom déterminera donc dans les consignes concernant le recours à la réserve d'électricité les types d'installations à utiliser en fonction de la situation se présentant.

Al. 4: l'ECom devra publier les consignes concernant le recours à la réserve d'électricité en temps voulu, le moment opportun n'étant pas facile à définir. Il s'agira pour ce faire de pondérer les éléments à prendre en compte: l'ECom doit certes attendre que l'hiver approche pour pouvoir décider, mais elle doit surtout tenir compte du fait que les exploitants susceptibles de participer à la réserve doivent connaître les «règles du jeu» suffisamment en amont de la période prévue pour la réserve. Le recours à la réserve d'électricité étant un mécanisme complexe, il est absolument essentiel qu'il soit adapté s'il est établi qu'il peut être amélioré. Pour l'hiver 2022/2023, période durant laquelle la réserve sera instaurée pour la première fois, il est admissible que l'ECom fixe des consignes simplifiées. Dans ce cas, il faudra aussi qu'elle pense à Swissgrid, qui doit entamer des travaux de gestion exigeants par rapport à la réserve. La limite entre des consignes simplifiées et des consignes «ordinaires» n'est pas figée.

Art. 18 Déroulement du recours à la réserve

L'art. 18, qui règle les cas d'absence d'équilibre du marché, ne subit presque aucune modification par rapport à la version précédente de l'ordonnance, qui concernait uniquement la réserve hydroélectrique. Swissgrid procède au recours à la réserve, sans autorisation préalable de l'ECom et en se conformant en principe aux consignes concernant le recours à la réserve. Le critère de l'absence d'équilibre de marché reflète aussi une pénurie d'électricité correspondant à celle qui est visée dans la LAP, à savoir lorsque l'offre d'électricité disponible n'est pas suffisante pour répondre à la demande. Swissgrid assume là une tâche de gestion requérant un certain suivi de la situation qui peut dépasser ce qu'elle est en mesure d'accomplir. Dans ce sens, elle dépend des informations actualisées auxquelles l'ECom doit lui donner accès puisqu'elle aussi surveille l'évolution de la situation (art. 25, al. 3).

La règle selon laquelle le recours à la réserve se répartit de façon proportionnelle entre les différentes installations de stockage, comme dans le cas de la réserve hydroélectrique, ne convient pas pour la réserve complémentaire. La suite logique à déterminer en cas de recours à cette partie de la réserve d'électricité est bien plus complexe et doit être fixée dans les consignes (art. 17, al. 1).

Art. 19 Cas particuliers du recours à la réserve

Al. 1: cet alinéa concerne une tâche incombant déjà à Swissgrid en vertu de la LAPeI.

Al. 2: la possibilité de recourir à la réserve dans le cadre d'accords de solidarité internationaux est déjà inscrite dans la version précédente de l'OIRH. Il convient de préciser qu'il n'y a actuellement aucun accord existant qui serait suffisamment contraignant pour un tel recours (pas même le «Mutual Emergency Assistance Services (MEAS)»). Sont concernés ici les nouveaux accords qui seraient conclus à partir de 2023. L'exception précisée à cet alinéa vise en premier lieu la centrale de réserve sise à Birr (AG), qui ne respectera pas les valeurs limites de bruit et d'émissions de polluants, en tout cas durant l'hiver 2022/2023. Selon les circonstances, il ne sera, dans la pratique, pas facile de renoncer à un tel recours à la réserve, car il ne serait vraisemblablement pas uniquement effectué pour l'État étranger avec lequel un accord a été conclu, mais également pour la Suisse. Il faudrait donc, pour la centrale de réserve, procéder à un recours à la réserve partiel, à savoir réduit proportionnellement.

Les *al. 3 et 4* règlent le cas d'un recours aux centrales de réserve visant à augmenter la réserve hydroélectrique. Cela peut s'avérer nécessaire lorsque le marché est encore équilibré, mais qu'il apparaît qu'il n'y aura pas assez d'énergie disponible pour l'approvisionnement en électricité jusqu'à la fin de l'hiver. Pour limiter au maximum les distorsions de marché le cas échéant, l'énergie supplémentaire produite par les centrales de réserve n'est pas vendue sur le marché, mais ajoutée à la réserve hydroélectrique. Plus précisément, l'électricité qui aurait été produite dans une centrale à accumulation est remplacée par de l'électricité provenant des centrales de réserve. L'eau reste dans le lac d'accumulation et donc à la disposition de la réserve hydroélectrique; cette eau ne peut plus être utilisée pour la vente d'électricité sur le marché. Le choix des lacs d'accumulation peut se faire soit par le biais d'un appel d'offres, soit être fixé par les autorités, comme pour la constitution régulière de la réserve hydroélectrique. C'est l'EiCom qui est chargée de fixer la façon de procéder et de donner à Swissgrid les directives correspondantes. Par rapport à la gestion ordinaire de la réserve hydroélectrique, l'intervention sera moins incisive car les exploitants de centrales hydroélectriques disposeront de la production des centrales de réserve pour remplacer l'énergie conservée. Pour cette raison et parce que, selon les circonstances, il y a peu de temps à disposition et que la concurrence ne fonctionne pas nécessairement, une obligation de conservation peut être ordonnée sans appel d'offres préalable. C'est l'EiCom qui devrait imposer une telle obligation (art. 25, al. 2) pour les raisons précitées (intervention moins incisive, urgence). De façon générale, l'EiCom prend toutes les décisions nécessaires: elle définit notamment la quantité d'énergie à conserver, la répartition entre les différents exploitants et les différents lacs d'accumulation et d'autres modalités. Il est ainsi également possible d'inclure des exploitants ne participant pas encore à la réserve durant l'année concernée.

Les critères d'une telle augmentation de la réserve hydroélectrique doivent être définis et appliqués de manière très restrictive dans la pratique. Les centrales de réserve fonctionneraient sinon sans véritable nécessité et prendraient le pas sur des mesures plus appropriées basées sur le marché, comme la réduction de la consommation d'électricité ou des investissements dans une nouvelle production d'électricité (renouvelable). La décision d'utiliser les centrales de réserve de manière anticipée appartient à l'EiCom. 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.

Art. 20 Indemnisation en cas de recours à la réserve

L'*al. 1* définit l'indemnisation pour l'énergie prélevée que les exploitants reçoivent individuellement, en fonction du recours effectué les concernant. Elle fait partie du contrat conclu avec les exploitants d'installations pour tous les types de réserve (art. 5, al. 2, let. d, 10, al. 2, let. c, et 15, al. 3). Dans le cas de la réserve hydroélectrique, l'indemnisation est calculée en se fondant sur les valeurs-clés prescrites par l'EiCom (*al. 2*). Les *al. 3 à 5* portent sur l'indemnisation en cas de recours à la réserve complémentaire. S'agissant de cette dernière, l'indemnisation pour l'énergie prélevée couvre les coûts variables de la production d'électricité. Il s'agit notamment des coûts liés aux agents énergétiques et aux droits d'émission ou aux attestations (cf. art. 2 de la loi sur le CO₂, qui définit entre autres les droits d'émission et attestations), à l'impôt sur les huiles minérales (cf. al. 6, ci-après) ainsi qu'à l'usure de l'installation. Pour les centrales de réserve, l'indemnisation pour l'énergie prélevée comprend également les coûts supplémentaires de personnel occasionnés par une utilisation de celles-ci (dans la mesure où ils ne font pas partie des frais de personnel déjà couverts par les coûts fixes) et les coûts des volumes d'eau importants nécessaires à l'exploitation; il s'agit de l'eau injectée dans les turbines à gaz pour abaisser la température de combustion et réduire ainsi les émissions d'oxyde d'azote notamment. Les centrales de réserve réputées centrales thermiques à combustibles fossiles au sens de l'art. 96b de l'ordonnance sur le CO₂ bénéficient d'un remboursement partiel de la taxe sur le CO₂ de la part de l'Office fédéral de la douane et de la sécurité des frontières (OFDF). L'indemnisation visée à l'*al. 3* comprend la part de la taxe sur le CO₂ qui n'a pas été remboursée (cf. al. 6, ci-après) et les coûts liés aux droits d'émission. Dans le cas des groupes électrogènes de secours fonctionnant aux énergies fossiles, le remboursement de la taxe sur le CO₂ par l'OFDF est maintenu tel quel.

L'indemnisation précisée à l'al. 5 couvre les coûts liés aux droits d'émission pour les groupes électrogènes de secours et les installations CCF qui sont intégrés au SEQE ou les coûts liés aux attestations nationales ou internationales si leurs exploitants sont soumis à l'obligation de compenser. Pour les installations CCF, la part de la taxe sur le CO₂ qui n'a pas été remboursée est également indemnisée. Un forfait journalier pour les jours où les installations doivent être fonctionnelles est également versé dans le cas des centrales de réserve, qu'elles soient effectivement utilisées ou non. Il indemnise les coûts supplémentaires que générerait une mise en service immédiate, notamment l'activation du contrat de gaz ou la mise à disposition de personnel 24 heures sur 24. Lorsque le calcul nécessite des paramètres standardisés, ceux-ci sont définis par l'EiCom. Elle peut en outre fixer des paramètres afin de limiter les gains excessifs.

Il incombe à Swissgrid de calculer le montant de l'indemnisation en cas de recours à la réserve, ce qui implique aussi la fixation de celui-ci. Le verbe «calculer» figurant dans le libellé permet de préciser qu'il s'agit là d'une action mécanique accomplie sur la base de prescriptions claires et ne laissant aucune place à des éléments relevant de la libre appréciation de Swissgrid. Pour ce qui concerne la réserve hydroélectrique (al. 2), ce sont les prescriptions de l'EiCom qui sont déterminantes. Pour ce qui est des installations constituant la réserve complémentaire (al. 3 à 5), ce sont les contrats fixant précisément les différents coûts visés à l'art. 20 ainsi que les paramètres de l'EiCom par rapport aux prix acceptés qui constitueront les bases du calcul. L'OFEN devra permettre à Swissgrid de consulter les contrats que celle-ci n'a pas conclu elle-même. Dans les cas régis par l'al. 5, le calcul doit être effectué sur la base des éléments mentionnés à l'al. 4, comme le précise la dernière phrase de l'al. 5 avec l'expression «s'applique par analogie».

L'al. 6 sert à éviter les doublons en précisant que la taxe sur le CO₂ et l'impôt sur les huiles minérales ne sont remboursés que dans la mesure où l'exploitant ne peut pas faire valoir le droit au remboursement prévu par les lois concernées (cf. par exemple, art. 17, 31, 31a, 32a à 32c de la loi sur le CO₂). Conformément à l'art. 18, al. 3, de la loi sur l'imposition des huiles minérales, il est possible de demander à l'OFDF un remboursement partiel de l'impôt sur les huiles minérales pour des usages stationnaires déterminés (notamment pour la propulsion d'installations de production d'électricité stationnaires ou pour la propulsion de moteurs dans les installations CCF).

Art. 21 Supplément en cas de recours à la réserve et revente de l'énergie

Un recours à la réserve d'électricité ne doit pas être intéressant pour les groupes-bilan, car celle-ci n'est pas supposée pallier les situations que le marché peut encore maîtriser. C'est pourquoi – comme tel est déjà le cas pour la réserve hydroélectrique - des incitations financières négatives claires sont prévues (*al. 1*). Le supplément doit (avec le prix élevé du marché) avoir un effet dissuasif; l'EiCom peut élaborer des prescriptions sous forme de valeurs-clés à ce sujet. Afin de ne pas compromettre l'objectif de la réserve, une interdiction d'arbitrage (pas de revente avec bénéfice) et une interdiction de vente à l'étranger sont prévues (*al. 2*), comme pour la réserve hydroélectrique. Au surplus, pour de plus amples informations sur les deux premiers alinéas, on se référera au «Rapport explicatif OIRH I». Dans la foulée, *l'al. 3* prévoit également que les bénéfices doivent être reversés s'ils ont été réalisés au mépris des règles visées à l'al. 2. Une telle obligation de restitution concorde, par exemple, avec l'art. 41 LAP, qui prévoit que les valeurs patrimoniales obtenues de manière illicite doivent être cédées. L'art. 41 LAP est pertinent puisque la réserve d'électricité s'appuie non seulement sur l'art. 9 LAPeI, mais aussi sur la LAP (préparatifs). En cas de vente à l'étranger, la même obligation de restitution s'applique. Il faut alors calculer le bénéfice à considérer. Si Swissgrid se heurte à une résistance de la part des acteurs fautifs lors de l'application de l'al. 3, l'EiCom devrait rendre une décision correspondante. En plus de l'obligation de restitution, les manquements aux prescriptions de l'al. 2 sont punissables (art. 27).

Art. 22 Coûts et financement

Al. 1 et 2: l'art. 22 énumère les coûts en lien avec la réserve d'électricité (cf. également les dépenses spécifiques visées à l'art. 23). Les rémunérations pour la disponibilité mentionnées incluent évidemment le cas où celles-ci sont versées sous la forme d'un forfait (art. 16, al. 3). Comme c'est déjà le cas pour la réserve hydroélectrique, le financement de la réserve d'électricité est assuré principalement par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport, de manière analogue aux services-système. La réserve complémentaire permet certes d'apporter de l'énergie supplémentaire dans le système d'électricité, mais uniquement dans des situations de pénurie strictement définies. Dans ces cas de figure, la réserve d'électricité dans son ensemble sert en fin de compte aussi à assurer la stabilité du réseau. L'imputation des coûts par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau est donc adéquate. L'ensemble de la réserve d'électricité est donc principalement supporté par la rémunération pour l'utilisation du réseau. D'un point de vue économique, tous les consommateurs d'électricité sont ainsi mis à contribution (art. 14, al. 2, LApEI). En ce qui concerne le réseau de transport, le tarif pour l'utilisation du réseau de transport est fixé bien avant le début d'une année civile. Dans le cadre du financement des centrales de réserve à partir de leur mise en service en février 2023, l'augmentation pourra ainsi seulement intervenir après coup. Swissgrid s'en chargera pour l'année suivante et devra pallier par conséquent des différences de couverture qui devraient être importantes. Il en va par ailleurs de même pour la réserve hydroélectrique.

Les paiements élevés que les groupes-bilan devraient effectuer en cas de recours à la réserve peuvent s'ajouter aux recettes provenant de la rémunération pour l'utilisation du réseau; des recettes issues de peines conventionnelles sont également possibles. Toutes ces recettes sont regroupées (*al. 3*) et sont disponibles dans leur ensemble pour couvrir les différentes dépenses (*al. 1*), c'est-à-dire la rémunération pour la conservation, la rémunération pour la disponibilité et l'indemnisation pour l'énergie prélevée versées aux exploitants ainsi que le forfait pour prestations versé aux agrégateurs.

Al. 3: Swissgrid doit gérer les fonds de la réserve d'électricité à part. Au surplus, la réglementation à l'al. 3 doit, d'une part, constituer une base suffisante pour que les fonds de Swissgrid parviennent à qui de droit et, d'autre part, offrir une flexibilité suffisante pour permettre une organisation aussi efficace que possible des flux financiers. On pensera par exemple au cas de figure spécial dans lequel des dédommagements sont versés aux communes d'implantation des centrales de réserve (cf. art. 23, al. 4). En l'occurrence, Swissgrid pourrait, si besoin, procéder directement au versement ou transmettre les fonds aux débiteurs de ces dédommagements.

Al. 4 et 5: on établit une distinction entre les frais donnant lieu à des paiements aux participants à la réserve d'électricité, d'une part, et les coûts d'exécution de Swissgrid pour les tâches de gestion de la réserve lui incombant, d'autre part. Les uns et les autres seront financés par les moyens issus du même fonds.

De nouvelles dispositions de l'OApEI portant sur les différences de couverture sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Le régime de rétribution spécial convenu par l'EiCom et Swissgrid pour le sous-secteur des services-système relatifs à la réserve de puissance auquel renvoie le rapport explicatif de l'OIRH I devient ainsi obsolète. Les prescriptions de l'OApEI révisée s'appliqueront pour la première fois aux différences de couverture de l'exercice 2024 (art. 31^m OApEI).

Pour la réserve d'électricité, les coûts d'exécution pour l'exercice 2023 doivent être calculés sur la base des frais effectifs et en incluant les coûts de financement étranger, comme le prévoyait déjà l'OIRH en vigueur jusqu'ici régissant la réserve hydroélectrique pour l'exercice 2022. En lieu et place du calcul théorique usuel des coûts de financement conformément à la réglementation prévue dans la LApEI (intérêts appliqués aux valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation, au capital de roulement net et aux différences de couverture, compte tenu dans chaque cas du taux d'intérêt calculé [WACC]), les frais effectifs en lien avec l'acquisition du capital et la gestion des liquidités s'appliquent. Swissgrid perçoit donc les intérêts effectifs sur les capitaux levés, les éventuels intérêts

négatifs pour le dépôt auprès de la banque (les éventuels produits des intérêts étant portés en déduction des coûts), les coûts pour les lignes de crédit utilisées, etc. S'il est attesté que la levée de fonds étrangers supplémentaires aboutit à une détérioration de la solvabilité de Swissgrid, les coûts correspondants pourraient aussi être pris en compte. Les taux d'intérêt appliqués aux différences de couverture ne sont pas traités à part. Les coûts de financement correspondants font partie intégrante des coûts d'exécution. Les différences de couverture dans la réserve d'hiver découlent d'une différence entre les recettes provenant du tarif appliqué à la réserve d'hiver et les coûts effectifs visés à l'art. 22, al. 1, OIRH additionnés des coûts d'exécution réels de Swissgrid.

Si le taux d'intérêt appliqué aux différences de couverture de la réserve d'hiver à partir de l'exercice 2024 correspond au taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OApEI, les coûts d'exécution devront, à compter de ce même exercice, être calculés de façon strictement analogue, conformément à la LApEI et à l'OApEI. Les coûts de financement feront donc l'objet d'un calcul purement théorique à partir de 2024. Un intérêt est également appliqué au capital de roulement net, en tant que valeur patrimoniale nécessaire à la réserve d'hiver. Le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation est calculé sur la base des coûts visés à l'art. 22, al. 1, let. a (rémunération pour la conservation) et let. b (rémunération pour la disponibilité), etc., ainsi que des coûts d'exécution de Swissgrid. La rémunération annuelle pour les valeurs patrimoniales nécessaires à la réserve d'hiver s'effectue avec le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OApEI. Si le WACC était appliqué conformément à l'art. 13, al. 3, OApEI, Swissgrid engrangerait un bénéfice, ce qui ne correspond pas à l'esprit de la réserve d'hiver. Swissgrid ne doit cependant pas essuyer de pertes. À partir de 2024, l'intérêt appliqué aux différences de couverture ne sera plus considéré comme faisant partie des coûts d'exécution.

Le calcul des coûts d'exécution et des différences de couverture fondé sur l'art. 15 LApEI et sur l'art. 18a OApEI à partir de l'exercice 2024 permettra de simplifier le contrôle des coûts, puisque les taux d'intérêt appliqués aux valeurs patrimoniales et aux différences de couverture s'inscriront dans un cadre défini par la LApEI et l'OApEI et ne prendront pas en compte des coûts effectifs parfois difficilement vérifiables. Les consommateurs finaux y gagnent, puisque ces coûts leur sont répercutés par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport.

Art. 23 Remboursements à la Confédération

L'art. 23 reprend le fait que certaines prestations ont été préfinancées par la Confédération durant la phase préparatoire de l'OIRH à partir de l'été 2022, comme le transport vers la Suisse de modules pour la centrale de réserve à Birr (AG). Cela vaut également pour les coûts de location dans ce contexte. Ces différentes dépenses doivent être remboursées à la Confédération selon les mêmes règles que celles s'appliquant à la réserve d'électricité pour l'hiver à partir de l'entrée en vigueur de la nouvelle OIRH, donc en principe via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. La même règle de la prise en charge des coûts s'applique aux coûts analogues supportés par la Confédération en lien avec les groupes électrogènes de secours. Le remboursement à la Confédération doit toutefois respecter un certain nombre de points. Comme les tarifs du réseau pour 2023 ont été fixés bien avant l'entrée en vigueur de la nouvelle OIRH, une augmentation peut intervenir seulement à partir de 2024. Par ailleurs, la charge doit être répartie sur trois ans. En effet, étant donné la situation actuelle de forte hausse des prix de l'électricité, il convient d'éviter des charges supplémentaires exceptionnelles et disproportionnées pour les consommateurs d'électricité. La période de trois ans coïncide avec la durée de validité de l'OIRH jusqu'au 31 décembre 2026 (cf. art. 30, al. 2). Comme l'augmentation de la rémunération pour l'utilisation du réseau n'est pas possible avant 2024, le remboursement à la Confédération pourra lui aussi commencer seulement à partir de 2024 et devra également être échelonné sur trois ans.

Les *al. 2 et 3* règlent un autre cas, certes peu probable, mais qui nécessite d'être réglé. Comme mentionné précédemment, des modules de l'installation ont dû être apportés en Suisse durant la phase préparatoire. Leurs propriétaires n'entraient toutefois pas en ligne de compte comme exploitants d'une centrale de réserve. Il fallait donc chercher un autre acteur, ce qui a pu être fait dans

le cas de Birr (AG). Néanmoins, une réglementation est nécessaire (p. ex. au cas où un acteur ferait défaut). Au cas où les installations resteraient de fait inexploitées parce qu'une autre utilisation en dehors de la réserve (en Suisse ou à l'étranger) n'a pu être trouvée assez rapidement, le propriétaire des éléments de l'installation devrait être indemnisé. L'al. 3 définit le cadre temporel et matériel de cette indemnisation (art. 38, al. 2, LAP, mentionné en préambule de l'OIRH uniquement en lien avec l'art. 23, al. 2 et 3, OIRH). L'al. 2 précise que l'indemnisation se ferait également par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau et que toute avance versée par la Confédération devrait être remboursée par ce biais. Le renvoi à l'al. 1 figurant à l'al. 2 ne concerne que le financement en tant que tel (par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau). Quant à savoir quand les paiements doivent être effectués, il faudra trouver une solution appropriée dans le cadre de l'exécution.

L'al. 4 règle un autre type d'indemnisation. Il s'agit d'un paiement, comme celui visé au par. 20 de la loi sur l'énergie du canton d'Argovie, en faveur de la commune dans laquelle une grande installation de production d'énergie est construite. L'al. 4 porte uniquement sur les bases juridiques cantonales ou communales existantes au moment de l'ouverture de la consultation relative à la présente ordonnance (OIRH). Sont inclus les paiements à la commune d'implantation effective de la centrale, mais aussi aux communes environnantes dès lors qu'une indemnisation s'impose. Le financement s'effectuerait, ici aussi, via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Un financement *a posteriori* serait possible, après une éventuelle avance de la Confédération (ce dont on ne saurait toutefois préjuger ici). Ce poste de coûts également pourrait être financé via la perception sur plusieurs années, ou l'augmentation, de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport.

Art. 24, 25 et 27

Par rapport à la première version de l'OIRH, les art. 24 (Renseignements, données, accès et divulgation), 25 (Surveillance et mesures de la part de l'EICom) et 27 (Dispositions pénales) ne subissent aucune modification majeure. L'art. 24 prévoit que les exploitants d'installations de transport par conduites doivent également transmettre des renseignements, au cas où l'OFEN estime devoir fixer un tarif fondé sur les coûts sur la base de l'art. 12. On notera le complément à la compétence de base de l'EICom: jusqu'à présent, l'EICom et Swissgrid avaient des tâches à accomplir concernant la réserve hydroélectrique, la compétence de prendre des décisions pour les participants à la réserve revenant à l'EICom et non à Swissgrid. S'agissant de la réserve complémentaire qui vient d'être ajoutée, des tâches et des attributions reviennent à l'OFEN, du moins pendant une phase transitoire lors de la mise en service de la réserve complémentaire. L'art. 25 en fait état de manière relativisée sous la forme d'une réserve. Cela n'affecte pas les compétences de l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE), qui sont fondées sur la LAP.

L'art. 25, al. 4, doit permettre une certaine coordination avec les mesures basées sur la LAP ou des mesures similaires prises par les cantons. Une imbrication entre des mesures relevant de la LAP et les consignes concernant le recours à la réserve n'est pas possible, car la réserve doit intervenir juste avant la survenance d'une pénurie, pour éviter qu'elle se produise. En revanche, il est judicieux et important d'exploiter le plus possible le potentiel des mesures faciles à mettre en œuvre, en particulier celles reposant sur une base volontaire, avant de recourir à la réserve.

Art. 26 Suivi

L'instauration de la réserve d'électricité pour l'hiver a été largement médiatisée. De ce fait, et parce que les coûts à la charge des consommateurs d'électricité sont élevés, il convient de procéder à un suivi périodique et à la publication d'un rapport destiné à la population. L'EICom en déterminera la fréquence; un rapport annuel semble judicieux. En cas de recours effectif à la réserve, il lui faudrait fournir des informations spécifiques à ce sujet.

Art. 28 Abrogation et modification d'autres actes

La modification d'autres actes, en particulier l'ordonnance sur le CO₂, est réglée dans une annexe (voir ci-après).

Art. 29 Disposition transitoire

Pour la réserve hydroélectrique aussi bien que pour les installations composant la réserve complémentaire, il est prévu que l'instance menant à bien les appels d'offres soit Swissgrid. À titre transitoire (comme pendant la phase préparatoire en été/automne 2022), l'OFEN assumera encore cette fonction pour ce qui est de rechercher directement des exploitants (centrales de réserve) et de désigner des agrégateurs (en particulier pour les groupes électrogènes de secours). Quant à savoir si des appels d'offres relèveront encore de la compétence de l'OFEN, ou déjà de celle de Swissgrid, tout dépendra s'ils débiteront avant la fin septembre 2023. Si tel est le cas, l'OFEN sera encore compétent pour mener à terme les appels d'offres concernés.

Dans un premier temps, l'OFEN se chargera aussi des appels d'offres en vertu de l'art. 13 pour de nouvelles centrales de réserve. Les centrales ne seront toutefois intégrées que plus tard à la réserve. En plus des cas précités, l'OFEN conclut les contrats nécessaires au terme des appels d'offres. Il s'agit, d'une part, des contrats avec les exploitants de centrales de réserve (art. 10) et, d'autre part, des contrats avec les agrégateurs (art. 15, al. 1). Si Swissgrid a besoin, dans tous ces cas de figure, de contrats conclus directement avec les exploitants concernant des aspects techniques de l'exploitation en vue de l'utilisation dans le cadre de la réserve, elle est libre de conclure de tels contrats.

Art. 30 Entrée en vigueur et durée de validité

L'OIRH est limitée dans le temps. La première version de l'OIRH avait déjà une durée de validité limitée. Sa validité est dorénavant prolongée, car les exploitants des centrales de réserve avec lesquels la Confédération a mené des négociations n'ont pas consenti à une échéance plus courte que la fin du printemps 2026. Il convient donc de fixer désormais l'échéance à fin 2026, notamment compte tenu de l'art. 23, al. 1. Si le Parlement adopte rapidement la réglementation légale sur la réserve d'hiver dans, la présente ordonnance transitoire pourrait être transposée en temps voulu dans une ordonnance ordinaire d'exécution de la loi.

Al. 3: la possibilité d'obliger des exploitants à participer à la réserve est limitée dans le temps, l'échéance étant mai 2024. Une telle obligation représentant une forte ingérence, il convient d'en user avec prudence (cf. également le «Rapport explicatif OIRH I»). Si le maintien de cette possibilité s'avérait nécessaire au-delà de mai 2024, l'échéance devrait être prolongée.

Annexe

1. Ordonnance du 30 novembre 2012 sur le CO₂

Art. 41, al. 1^{ter} et 3

Les centrales de réserve, c'est-à-dire les centrales qui fonctionnent au gaz ou avec d'autres agents énergétiques, sont tenues de participer au SEQE en raison de leur forte puissance calorifique totale de combustion (annexe 6 de l'ordonnance sur le CO₂; RS 641.711). L'intégration dans le négoce des droits d'émission garantit que les émissions supplémentaires de ces installations sont compensées dans le cadre du SEQE. Conformément à l'art. 41 de l'ordonnance sur le CO₂ en vigueur, les exploitants d'installations qui émettent moins de 25 000 tonnes de CO₂ peuvent demander à être exemptés de l'obligation de participer au SEQE, mais ils s'acquittent alors de la taxe sur le CO₂, qui se monte actuellement à 120 francs par tonne. Afin que les centrales électriques soient exploitées de manière à ne pas alourdir le bilan général de CO₂, aucune exception à l'obligation de participation au SEQE ne doit être possible. Parallèlement à l'intégration des centrales de réserve dans la réserve

d'électricité pour l'hiver par le biais de la présente ordonnance, l'ordonnance sur le CO₂ est donc adaptée. Afin d'éviter une lacune juridique jusqu'au moment de l'entrée en vigueur, les exploitants s'engagent dans les contrats à ne pas demander d'exemption visée à l'art. 41 de l'ordonnance sur le CO₂ pour leurs installations. De plus, on évite ainsi que des exploitants de groupes électrogènes de secours ou d'installations CCF sortis du SEQE (opt-out) ne doivent y participer parce qu'ils auront dépassé le seuil de 25 000 tonnes de CO₂ dans le cadre d'un recours à la réserve (al. 3).

Art. 146w

Pour les exploitants d'installations produisant davantage d'électricité d'ici à la fin de la période d'engagement en 2024 dans le cadre d'un recours à la réserve visé dans l'OIRH, et qui génèrent ainsi davantage d'émissions de CO₂, les émissions supplémentaires ne sont pas prises en compte dans le volume des attestations nationales ou internationales remises lors de l'évaluation du respect d'un objectif d'émission ou d'un objectif fondé sur des mesures.

2. Ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité

Les modifications apportent une adaptation d'ordre purement rédactionnel en lien avec la nouvelle terminologie de l'OIRH.