



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Ottobre 2022

# **Rapporto esplicativo concernente l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (ordinanza sulla riserva invernale, OREI)**

## Indice

1.	Punti essenziali del progetto .....	1
2.	Ripercussioni per l'economia, il personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni .....	2
3.	Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società.....	3
4.	Spiegazioni concernenti le singole disposizioni .....	4

# 1. Punti essenziali del progetto

## 1.1 Situazione iniziale

Per la Svizzera la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico ha un'importanza decisiva ed è pertanto un aspetto centrale per il Consiglio federale. Poggia su quattro elementi atti a rafforzare la sicurezza sotto il profilo produttivo: in primo luogo, sull'ampliamento rapido a medio-lungo termine delle energie rinnovabili nazionali; in secondo luogo, sull'ampliamento sicuro, durante l'inverno, di energia elettrica pronta da prelevare e neutrale per il clima; in terzo luogo, su una riserva strategica di energia come prima soluzione di sicurezza esterna al mercato in caso di situazioni di penuria straordinarie e, in quarto luogo, sulla realizzazione di una seconda garanzia complementare con centrali elettriche di riserva. I primi tre elementi fanno parte del progetto di legge federale del 18 giugno 2021 su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, attualmente dibattuto in Parlamento. Considerata la situazione tesa sul fronte dell'approvvigionamento energetico, il Consiglio federale ha deciso di anticipare il terzo e il quarto elemento per via di ordinanza, per garantire la loro disponibilità per l'inverno 2022/2023. Il 7 settembre 2022, come prima soluzione di sicurezza, il Consiglio federale ha emanato l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI; RS 734.722), con entrata in vigore al 1° ottobre 2022. L'OREI prevede che i gestori delle centrali di stoccaggio, in cambio di un compenso, trattengano una determinata quantità di energia prelevabile qualora necessario. Per quanto riguarda la seconda parte della riserva, il 17 agosto 2022 il Consiglio federale ha deciso che il Dipartimento dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) e il Dipartimento dell'economia, della formazione e della ricerca (DEFR) possono negoziare l'impiego di centrali di riserva, previste come complemento alla riserva di energia idroelettrica come seconda soluzione di sicurezza. Sono pure previste trattative volte a utilizzare generatori di energia elettrica di emergenza già esistenti che diventerebbero anch'essi parte della riserva.

Con il presente progetto le centrali di riserva vengono integrate nella riserva invernale. Sotto il profilo formale si tratta pertanto di un'estensione dell'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI), già oggetto di una revisione totale e il cui nuovo titolo sarà «Ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (Ordinanza sulla riserva invernale, OREI)». L'ordinanza ha come basi legali, come già la prima parte sulla riserva di energia idroelettrica, l'articolo 9 della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7) nonché gli articoli 5 capoverso 4 e 38 capoverso 2 della legge federale del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento economico del Paese (LAP; RS 531). In virtù dell'articolo 9 LAEI, il Consiglio federale può prendere provvedimenti qualora l'approvvigionamento di energia elettrica sicuro ed economicamente accettabile sia notevolmente minacciato a medio o lungo termine. Il Consiglio federale ha scelto questa via il 16 febbraio 2022 quando ha avviato la costituzione della riserva. Alla luce dell'inasprimento della situazione sul fronte dell'approvvigionamento, risulta ora opportuno anche il complemento descritto. Il richiamo alla LAP, che consente al Consiglio federale di prendere misure preparatorie per rendere più resiliente il sistema di approvvigionamento elettrico e la stabilità della rete in vista di situazioni di tensione, fornisce un supporto ulteriore a questa decisione. Si fonda in particolare sulla LAP anche la possibilità di decidere gli obblighi di partecipazione. Come modifica di atti normativi correlati, la revisione prevede una modifica dell'ordinanza sul CO<sub>2</sub>. In questo modo si garantisce che le centrali di riserva funzionino senza aumentare il bilancio totale di CO<sub>2</sub>. Risultano necessari alcuni adattamenti successivi di carattere prettamente redazionale anche nell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71).

La nuova OREI deve entrare in vigore entro metà febbraio 2023 per poter avere un effetto sugli ultimi mesi invernali; data l'urgenza, il Consiglio federale ha optato per una procedura di consultazione abbreviata. L'ordinanza rimane in vigore fino al 31 dicembre 2026. Si tratta di una soluzione transitoria che deve essere sostituita il prima possibile con una legge. Qualora la Svizzera intenda costruire

nuove centrali di riserva, anche questo aspetto rientrerebbe in tale atto normativo. La OREI prevede già la possibilità di svolgere aste per simili nuove centrali, qualora necessario a causa dei tempi di realizzazione.

## **1.2 Contenuto principale dell'ordinanza**

Tramite una riserva di energia, l'OREI offre una garanzia per le situazioni di penuria straordinarie nell'approvvigionamento elettrico, soprattutto durante il periodo che intercorre tra l'inverno e la primavera. Oltre alla costituzione annuale di una riserva di energia idroelettrica, disciplinerà anche la messa a disposizione di centrali elettriche di riserva e l'interazione di entrambe le riserve qualora diventi necessario effettuare un prelievo. La nuova parte di riserva complementare con una potenza complessiva massima di 1000 MW apporta energia supplementare nel sistema elettrico, completando così la riserva di energia idroelettrica che contiene solo energia. Possono partecipare come centrali elettriche di riserva gli impianti che funzionano a gas o altri vettori energetici. Tuttavia, a causa dell'incertezza nell'approvvigionamento del gas dovuta alla guerra in Ucraina, in primo piano vi sono gli impianti bicom bustibili che possono produrre energia elettrica anche sulla base di combustibili derivati dal petrolio. Le centrali elettriche di riserva vengono impiegate solo per la riserva e non possono produrre elettricità per il mercato. Dapprima partecipano alla riserva i gestori delle centrali elettriche di riserva con cui il DATEC ha concordato un piano di messa in funzione a partire da febbraio 2023. Se non si può creare la riserva complementare dell'entità necessaria, anche i proprietari di centrali elettriche di riserva idonee o altre aziende possono essere obbligati a partecipare alla riserva. I gestori delle centrali elettriche di riserva, indipendentemente dalla partecipazione a un'asta o da un obbligo, ricevono un compenso adeguato per i costi fissi e un indennizzo (comprensivo delle spese per la disponibilità operativa) in caso di effettivo prelievo; i profitti eccessivi possono essere limitati. Il finanziamento della riserva di energia elettrica, ovvero sia delle centrali di energia idroelettrica sia della nuova riserva complementare, avviene soprattutto tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. In questo modo sono i consumatori di energia elettrica a sostenere le spese della riserva di energia invernale. Mentre Swissgrid, la società nazionale di rete, si occupa dei bandi pubblici per la riserva di energia idroelettrica, il DATEC, nello specifico l'Ufficio federale dell'energia (UFE), provvede per le centrali elettriche di riserva (poiché in quel caso la situazione è diversa). Tuttavia, il prelievo dell'intera riserva di corrente elettrica spetta a Swissgrid, dato che le parti previste per la riserva devono agire insieme. Per questo prelievo l'OREI contiene pertanto alcune disposizioni di massima per l'ordine di prelievo quando si tratterà di definire la sequenza e l'entità dell'impiego di energia fornito da entrambe le parti partecipanti alla riserva, ossia la loro interazione. In via eccezionale, le centrali elettriche di riserva possono essere impiegate anche preventivamente per scongiurare l'eventuale penuria di energia elettrica apportando energia supplementare alla riserva di energia idroelettrica. L'OREI comprende inoltre gruppi elettrogeni di emergenza che appartengono a loro volta alla parte complementare della riserva.

## **2. Ripercussioni per l'economia, il personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni**

A livello di Confederazione occorre prevedere un onere maggiore in termini di risorse economiche e di personale per l'esecuzione delle norme previste. Gli oneri aggiuntivi gravano soprattutto sulla ElCom, che determina i relativi valori di riferimento per le riserve e i relativi bandi pubblici, sorveglia la detenzione e decide l'ordine di prelievo per entrambe le riserve. Anche per l'UFE aumenta l'onere per l'esecuzione. Esso comprende gli accordi sulla disponibilità e sull'operatività stipulati con ciascun gestore, la determinazione dei requisiti tecnici di esercizio per le centrali elettriche di riserva ed

eventualmente per i gruppi elettrogeni di emergenza o lo svolgimento di bandi pubblici e l'individuazione dei gestori. Il maggiore fabbisogno finanziario (credito per beni e servizi) può essere compensato internamente. Per la EICom e l'UFE occorre prevedere un fabbisogno maggiore anche in termini di personale.

Come menzionato, sono i consumatori di energia elettrica a sostenere le spese per il compenso per la disponibilità e l'indennizzo del prelievo per le centrali di riserva sotto forma di corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. In tal modo non si grava sulle casse della Confederazione. Anche le spese sostenute dalla Confederazione affinché le centrali di riserva possano essere operative da febbraio 2023 vengono restituite alla Confederazione, senza corresponsione di interessi, tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Le centrali di riserva comportano ripercussioni in particolare per il territorio e l'ambiente (cfr. anche n. 3). Pertanto risultano toccati soprattutto i Cantoni e i Comuni nei quali sorgono le centrali di riserva. La Confederazione è già in contatto o entrerà in contatto con questi Cantoni e Comuni. Dal punto di vista economico e del personale, le ripercussioni sono contenute; una parte può essere coperta dalle attuali ordinanze in materia di emolumenti. A breve termine, per le autorità dei Comuni sui cui territori sorgeranno le riserve, la mole di lavoro aumenterà considerevolmente.

### **3. Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società**

L'impiego di centrali di riserva aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico per le aziende e le famiglie in Svizzera. L'obiettivo è di scongiurare una situazione di penuria di energia o di alleviarla il più possibile. A seconda dell'intensità e della durata, una tale situazione può avere ripercussioni pesanti per l'economia e la popolazione, con conseguenti costi elevati. D'altro canto le centrali di riserva comportano anche conseguenze negative per il territorio e l'ambiente.

La disponibilità e il possibile impiego di centrali di riserva implica costi per tutti i consumatori di elettricità. Nel suo rapporto del 30 novembre 2021 all'attenzione del Consiglio federale (disponibile solo in tedesco «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen», *Concezione centrale elettrica a gas di picco per garantire la sicurezza della rete in situazioni di emergenza straordinaria*), la EICom stima i costi di investimento a medio termine per le centrali a gas di riserva a un totale di circa 700-900 milioni di franchi, se si considera una potenza complessiva fino a 1000 MW. Per il prossimo inverno 2022/2023 la potenza delle centrali elettriche di riserva sarà però inferiore alla stima e di riflesso anche i costi, poiché in un primo tempo si prevede di utilizzare gli impianti e le infrastrutture esistenti. Con la stipula dell'accordo con GE Gas Power le spese totali per la centrale elettrica di riserva di Birr per l'intero periodo ammontano a circa 470 milioni di franchi. A questi si aggiungono costi di esercizio ancora imprecisati per l'impiego della centrale elettrica di riserva. Attualmente si sta cercando un gestore. Altri costi deriveranno dalla stipula di accordi con ulteriori gestori di centrali elettriche. Le trattative sono ancora in corso, anche per l'integrazione dei gruppi elettrogeni di emergenza nella riserva invernale. Per le centrali elettriche di riserva esistenti, compresi i gruppi elettrogeni di emergenza, le stime totali dei costi dal 2023 ad aprile 2026 (tre anni e mezzo) si aggirano intorno ai 580 milioni di franchi. Questo importo corrisponde a un aumento medio del corrispettivo per l'utilizzazione della rete pari a circa 0,4 centesimi per chilowattora nel periodo 2024-2026 (le tariffe per il 2023 sono già state fissate). Si tratta però di costi provvisori perché non è escluso che vengano ad aggiungersi ulteriori impianti e perché i costi variabili derivanti dall'impiego effettivo delle centrali elettriche di riserva non sono ancora compresi. In base a stime approssimative i costi per la riserva di energia idroelettrica per il periodo invernale 2022/23 fino all'inverno 2025/26 ammontano a circa 2,2 miliardi di franchi, il che in media incrementa il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di circa 1 centesimo per chilowattora. Sulla base delle oscillazioni di prezzo, attualmente in taluni casi molto marcate, è particolarmente difficile prevedere i prezzi delle offerte nel bando pubblico.

Nell'esercizio di prova e nella fase di effettivo prelievo le centrali elettriche di riserva provocano in particolare emissioni di CO<sub>2</sub> che possono avere implicazioni sul riscaldamento climatico. Gli impianti saranno però utilizzati in maniera tale da non sovraccaricare il bilancio totale di CO<sub>2</sub>. Per quanto riguarda le altre ripercussioni (territorio, protezione dell'aria, rumore), occorre allentare temporaneamente le relative prescrizioni per gli impianti di riserva, nell'interesse superiore della sicurezza dell'approvvigionamento. I relativi colloqui e accertamenti sono in corso. Contemporaneamente al presente progetto si sta procedendo a ulteriori modifiche legislative.

## 4. Spiegazioni concernenti le singole disposizioni

Qui di seguito vengono commentate principalmente le nuove disposizioni sulle centrali elettriche di riserva. Per le disposizioni relative alla riserva di energia idroelettrica si rinvia alle spiegazioni di settembre 2022 che sono state redatte e pubblicate in occasione della prima versione dell'OREI (qui di seguito: «spiegazioni OREI I»)<sup>1</sup>. Qui di seguito sono inoltre riportate le aggiunte alle disposizioni sulla riserva di energia idroelettrica, ma solo in forma riassuntiva.

### *Art. 1 Scopo e oggetto*

Nell'articolo 1 intervengono alcune modifiche terminologiche che illustrano il complemento dell'attuale riserva di energia idroelettrica ossia l'integrazione delle centrali elettriche di riserva nella riserva. La parola «inverno», che figura anche nel titolo dell'ordinanza, va intesa in senso molto ampio. Il lasso di tempo in questione può includere un periodo dell'anno che, secondo il normale uso linguistico, cade già in primavera.

### *Art. 2-5*

Modifica testuale di lieve entità rispetto alla prima versione dell'OREI senza implicazioni materiali. Per le spiegazioni concernenti questo articolo si rinvia alle «spiegazioni OREI I». Nell'articolo 2 si esplicita che il compito di dimensionamento della EICom continua a limitarsi alla riserva di energia idroelettrica, ma che la EICom deve considerare anche il contributo aggiuntivo in virtù della nuova «riserva complementare» (art. 6 e segg.).

La EICom è libera di decidere se dimensionare la riserva di energia idroelettrica sin dall'inizio, in modo tale da poter prestare prevedibilmente il contributo richiesto oppure se aumentare la riserva di energia idroelettrica con un impiego anticipato delle centrali di riserva solo in un secondo tempo, quando si concretizza la necessità.

### *Art. 6 Centrali elettriche di riserva e gruppi elettrogeni di emergenza*

*Cpv. 1:* insieme ai generatori di emergenza, le centrali elettriche di riserva a gas o ad altri vettori energetici (a breve termine occorre pensare a combustibili come il petrolio) costituiscono la seconda parte della riserva di energia elettrica per l'inverno («riserva complementare»). Il 30 novembre 2021 la EICom aveva elaborato un progetto per una centrale a gas in fase di carico massimo con uno scenario che presuppone una capacità di riserva supplementare della potenza di 1000 MW. Ora anche secondo l'articolo 6 questo valore rappresenta l'ordine di grandezza per l'energia che deve essere immessa nel sistema con la riserva complementare. Il valore va considerato in termini flessibili, anche se in primo luogo occorre pensare di aumentarlo se si prevede che i 1000 MW siano insufficienti. Il DATEC (d'intesa con la EICom) stabilirebbe un aumento. Dal punto di vista materiale sono rilevanti in questo caso i criteri per il dimensionamento della riserva di energia idroelettrica (art. 2 cpv. 2).

---

<sup>1</sup> <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73029.pdf>

Il capoverso 3 contiene una regola fondamentale per le centrali elettriche di riserva a gas e i gruppi elettrogeni di emergenza, destinati esclusivamente alla riserva e che non producono energia elettrica per il mercato. Questa esclusione ha un fondamento di natura climatica. Nel caso in cui debbano essere impiegate per un prelievo della riserva, le centrali vengono coinvolte nel sistema di scambio di quote di emissioni (SSQE). Un'ulteriore produzione per il mercato, anche se nell'ambito del SSQE, non è però auspicata e pertanto vietata. Si può invece ipotizzare un impiego dei generatori al servizio della rete per il mantenimento della tensione per Swissgrid, purché ciò non limiti la disponibilità della riserva (art. 10 cpv. 3). I gestori possono continuare a utilizzare i gruppi elettrogeni di emergenza per scopi operativi (art. 14 cpv. 3).

#### *Art. 7 Prima costituzione della riserva complementare con centrali elettriche di riserva e successivo ampliamento*

*Cpv. 1:* in una fase preparatoria attiva contestuale all'elaborazione dell'ordinanza si sono svolte le trattative menzionate tra la Confederazione, rappresentata principalmente dal DATEC e dall'UFE, e i proprietari degli impianti idonei, i possibili gestori e i Cantoni. Solo grazie a queste premesse è stato possibile ottenere che una prima parte di tali impianti sia pronta per la riserva già a febbraio 2023. Il capoverso 1 subordina questo primo gruppo di impianti e i relativi gestori al regime di riserva dell'OREI. Dato che il gas proprio nell'inverno 2022/2023 potrebbe scarseggiare, è importante che siano operativi degli impianti bicomustibili (cfr. i requisiti operativi nell'art. 10 cpv. 1).

I gestori che copriranno la riserva nell'inverno 2023 secondo il regime dell'OREI, parteciperanno alla riserva inizialmente per un periodo massimo di tre anni, ovvero sino alla fine della primavera 2026. Questo limite risulta dal fatto che l'OREI resta in vigore fino a fine 2026 (art. 26 cpv. 2) e dal fatto che i contratti si riferiscono alla fine dell'inverno/alla primavera e non alla fine dell'anno. La limitazione temporale non significa che i gestori non potranno più essere parte della riserva in un secondo tempo. Al contrario, una partecipazione successiva (disciplinata da un proprio regime normativo) rimane in ogni caso un'opzione.

Se, secondo il capoverso 1, gli impianti previsti per la riserva immediata non bastano per rifornire la parte della riserva con la capacità auspicata, il *capoverso 2* prevede la possibilità, soprattutto in vista dei prossimi inverni, di mobilitare innanzitutto nell'inverno 2023/2024 centrali aggiuntive per la riserva. Al centro dell'interesse si trovano indiscutibilmente, come sinora, gli impianti già esistenti, che vanno trasformati rapidamente con l'attrezzatura adeguata in modo tale da poter essere pronti per la riserva. Se si concretizza la prospettiva di un bando pubblico efficace (con un numero sufficiente di interessati) che non renda necessaria un'altra procedura d'urgenza, occorre svolgere tali bandi pubblici. Il capoverso 3 contiene diversi criteri di aggiudicazione al riguardo, anche se l'elenco non è esaustivo.

I capoversi 1 e 2 dell'articolo 7 designano quindi una struttura a due livelli della riserva complementare con le centrali elettriche di riserva. Sarebbe da intendersi quasi come un terzo passaggio se, secondo l'articolo 12, si svolgesse un'asta anche per le centrali elettriche di riserva ancora da costruire.

Per le centrali elettriche di riserva (e i gruppi elettrogeni di emergenza [cfr. art. 13]) sono il DATEC e l'UFE a integrare i gestori nella riserva e a svolgere i relativi bandi pubblici. Diverso è il caso della riserva di energia idroelettrica, dove questo compito spetta a Swissgrid (art. 3). La diversa assegnazione dei compiti è giustificata dal fatto che la situazione specifica nei diversi tipi di impianti è effettivamente differente. Mentre per l'energia idroelettrica si tratta «solo» di mantenere una riserva in impianti già esistenti, nelle centrali elettriche di riserva intervengono una capacità e una potenza aggiuntiva nel sistema. Inoltre si prevedono nuove ripercussioni, soprattutto per l'ambiente, e la questione assume una maggiore connotazione politica. Per questo sarebbe inopportuno, in ogni caso nella soluzione provvisoria offerta dall'OREI, assegnare il compito a Swissgrid (nell'ambito delle future disposizioni di legge, tuttavia, potrebbe rivelarsi adeguata un'altra soluzione). Anche la ECom non è adatta allo scopo, poiché non è materia di sua competenza e poiché assume altri compiti legati alla riserva di energia elettrica.

Con l'ammissione nella riserva non significa che contemporaneamente sia assegnata l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio. Per ottenere l'autorizzazione devono essere verificate le prescrizioni non solo di natura tecnica, ma anche ambientale e inerenti alla pianificazione del territorio. Solo così si rispettano le procedure in materia, anche se per determinati impianti che sono nella riserva fino all'inverno del 2026 alcune regole specifiche sono state in parte allentate.

#### *Art. 8 Obbligo di partecipazione*

Analogamente a un possibile obbligo di partecipazione per la riserva di energia idroelettrica (art. 4) anche per le centrali elettriche di riserva deve valere la possibilità di obbligare un gestore. Nell'articolo 8 l'ottica risulta però una prospettiva leggermente diversa dato che perlomeno la costituzione della prima riserva (così come per quella di energia idroelettrica) non avviene tramite un'asta. Con l'articolo 8 in particolare si punta a garantire che, per i moduli portati in Svizzera per essere operativi da febbraio 2023, ci sia un gestore che gestisca l'impianto al servizio della riserva di energia elettrica. A tale scopo si deve poter eventualmente prevedere un obbligo. La procedura è fondamentalmente la stessa applicata per la riserva di energia idroelettrica e anche in questo caso la possibilità ha durata limitata (art. 26 cpv. 3); la base legale è costituita dall'articolo 5 capoverso 4 LAP. L'articolo 8 si spinge però oltre il caso illustrato e offre fondamentalmente la possibilità di obbligare tutti i gestori idonei e capaci di far funzionare una centrale elettrica di riserva. È preferibile comunque lasciare la libera scelta e non introdurre obblighi. Il DATEC ha stabilito il compenso in maniera analoga a quello previsto per la riserva di energia idroelettrica (art. 4 cpv. 2).

#### *Art. 9 Accordo con i gestori delle centrali idroelettriche di riserva e compenso per la disponibilità*

*Cpv. 1 e 2:* oltre che sulle disposizioni dell'OREI l'azione dei gestori nella riserva si basa prima di tutto sull'accordo stipulato con l'UFE. L'OREI elenca i contenuti essenziali del contratto. Quando la lettera e rinvia all'articolo 5 sono indicati anche gli obblighi di informazione e notifica, oltre alla pena convenzionale. Per quest'ultima è l'UFE – e non la EICom – a stabilire le condizioni, anche se ha senso che l'UFE consulti la EICom.

*Cpv. 3:* se il DATEC obbliga i gestori a partecipare e successivamente non si riesce a raggiungere una soluzione consensuale in merito ai dettagli, l'UFE deve stabilire i contenuti del contratto in modo unilaterale (cfr. per analogia art. 5 cpv. 3). Anche in altri settori capita che un'autorità intervenga in questi rapporti, ovvero che ne strutturi il contenuto. È quanto accade per le soluzioni di accesso alla rete (cfr. ad es. art. 13 cpv. 2 della legge federale del 4 ottobre 1963 sugli impianti di trasporto in condotta; RS 746.1 o art. 5 cpv. 3 OAEI).

Un aspetto importante è il compenso adeguato della disponibilità secondo il *capoverso 4* che il gestore partecipante alla riserva di energia elettrica riceve ogni trimestre. In questo modo vengono rimborsati i costi fissi in contrapposizione all'indennizzo per il prelievo che copre i costi variabili di esercizio (art. 17 cpv. 3 e segg.). Sono inclusi nel compenso per la disponibilità i costi per il terreno, la realizzazione dell'impianto, l'allacciamento alla rete del gas e dell'energia elettrica nonché lo stoccaggio dei combustibili. Sono compensati solo i costi che il gestore deve effettivamente assumere. Se, ad esempio, la Confederazione mette a disposizione una centrale tramite un fornitore terzo (esempio: il caso Birr), il compenso per la disponibilità non copre i costi di realizzazione e neanche i costi di affitto. Tuttavia, si tratta solo di un anticipo e la Confederazione sarà rimborsata in un secondo momento, anche se solo a partire dal 2024 (cfr. art. 20 cpv. 1).

#### *Art. 10 Requisiti operativi*

La condizione operativa principale per l'esercizio è che le centrali elettriche di riserva possano essere alimentate con due combustibili, aspetto particolarmente importante per i primi due inverni, dato che in questo periodo il gas potrebbe scarseggiare.

Secondo il capoverso 2 gli impianti devono continuare a soddisfare anche i requisiti tecnici di esercizio stabiliti dall'UFE (art. 30 cpv. 3 LAEI). Questi comprendono da un lato le possibilità tecniche di una



centrale, dall'altro però anche le richieste del sistema di approvvigionamento elettrico in termini di flessibilità d'impiego della riserva.

*Cpv. 3:* i generatori possono servire, senza che sia necessaria un'autorizzazione, anche a mantenere la tensione; ciò tuttavia non deve limitare la disponibilità della riserva.

#### *Art. 11 Tariffa per l'utilizzo delle condotte*

*Cpv. 2:* nelle centrali a gas, un fattore di costo importate possono essere i corrispettivi per l'utilizzazione della rete, che non sono disciplinati e neppure rientrano nelle competenze della EICOM. Anzi, secondo l'articolo 13 LITC, l'UFE è l'autorità competente in caso di controversie. In riferimento a questo aspetto, il capoverso 2 autorizza l'UFE a intervenire e a disciplinare eventuali compensi inadeguati (con una decisione). L'UFE dovrebbe scegliere la soluzione migliore valutando i costi effettivi.

#### *Art. 12 Bandi pubblici per successive nuove centrali elettriche di riserva*

Oltre alle centrali elettriche di riserva che verranno ammesse secondo l'articolo 7 nella riserva complementare direttamente il prossimo inverno, a medio termine possono rivelarsi necessarie altre centrali elettriche di riserva (stavolta nuove), eventualmente su nuovi siti. Nel caso dei nuovi impianti citati all'articolo 12 non vi è l'intenzione di designare la Confederazione come gestore o produttore. Essa si limiterebbe a cercare tramite asta degli attori che realizzerebbero e gestirebbero tali impianti. La Confederazione, infatti, non ha la competenza costituzionale di agire come produttore di elettricità sul mercato. L'approvvigionamento energetico è compito del settore dell'energia (art. 6 cpv. 2 LENE), che è in massima parte di proprietà di Cantoni e Comuni. In qualità di proprietari questi ultimi sono pertanto co-responsabili della costruzione di nuove centrali elettriche. Il settore dell'energia, tuttavia, finora non ha avviato le pertinenti misure. Poiché i tempi di realizzazione (pianificazione del territorio, autorizzazione, costruzione) di simili progetti sono lunghi, la Confederazione dovrebbe poter lanciare al più presto i bandi pubblici affinché i progetti possano essere avviati. Attualmente mancano però le necessarie basi formali - legali. In vista della realizzazione di nuove centrali, le basi formali - legali per le gare pubbliche saranno pertanto sottoposte dal Consiglio federale al dibattito parlamentare nel quadro della trattazione della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili; sarà così fissato il contenuto normativo dell'articolo 12. Concretamente sulla base di quest'ordinanza verrà pertanto anticipato un bando pubblico per nuove centrali elettriche che più tardi sarà tuttavia sostituito dalla regolamentazione proposta dal Consiglio federale nella LAEI (riserva energetica). Il suo carattere è quindi puramente transitorio.

L'articolo 12 segna il primo passo per questi impianti, ma ciò non significa già la loro costruzione. Per questo in futuro sarà necessario attenersi alle normali procedure e prescrizioni. Le agevolazioni (nella procedura e dal punto di vista materiale-legale) che intervengono ora per gli impianti che entreranno in funzione a febbraio 2023, sono limitate nel tempo e ai suddetti impianti e non si applicano agli impianti nuovi di cui all'articolo 12.

#### *Art. 13 Partecipazione dei gruppi elettrogeni di emergenza*

I gruppi elettrogeni di emergenza possono a loro volta fornire un contributo prezioso per la riserva. Sono impiegati prevalentemente per rifornire di energia elettrica utenti finali particolarmente importanti come gli ospedali, le pompe di acqua potabile o i centri di calcolo quando vi sono interruzioni nella rete pubblica. Si tratta in genere di sistemi che funzionano a diesel e hanno una potenza fino a diverse migliaia di chilowatt. Nell'ambito della riserva i gruppi elettrogeni di emergenza e i loro gestori, a differenza della riserva di energia idroelettrica, fanno parte della «riserva complementare» e quindi della seconda parte della riserva. Come per le centrali elettriche di riserva a gas e bicomustibili si sono svolte delle trattative in vista dell'inverno 2022/2023 anche con i proprietari e i gestori di tali sistemi. Oltre a questo primo gruppo di gestori che rientrano nel regime OREI già a febbraio 2023 (cpv. 1), si prospettano possibilità per altri partecipanti. Potrebbero entrare a far parte della riserva a

inverno 2023 inoltrato o il prossimo inverno (cpv. 2). I gestori dovrebbero essere individuati principalmente tramite aste. Se fosse concretamente e tecnicamente possibile, un impianto potrebbe entrare nella riserva anche solo in modo parziale (cpv. 4).

Sussiste anche in questo caso la possibilità di un obbligo, analogamente a quanto avviene per la riserva di energia idroelettrica e le centrali elettriche di riserva. Vi è però un'importante eccezione: se i gruppi elettrogeni di emergenza appartengono ad altre infrastrutture importanti o militari, tale obbligo non è consentito. La partecipazione volontaria (tramite bandi pubblici) rimane tuttavia possibile.

#### *Art. 14 Accordo con i gestori dei gruppi elettrogeni di emergenza e compenso per la disponibilità*

Molte condizioni quadro valide per la riserva di energia idroelettrica e le centrali elettriche di riserva a gas e bicomustibili sono rilevanti anche per i gruppi elettrogeni di emergenza, anche se in forma leggermente diversa. Per i gruppi elettrogeni di emergenza sono applicabili anche numerose prescrizioni al di fuori della presente ordinanza, come ad esempio le norme per la protezione contro l'inquinamento fonico o le disposizioni cantonali per il calore residuo. Un fondamento importante per la loro posizione nella riserva è l'accordo da concludere. In tal caso, dato l'elevato numero di interessati, è possibile anche un raggruppamento che riunisce i diversi gestori in un unico accordo. Una differenza rispetto alle centrali elettriche di riserva a gas e bicomustibili è anche che a queste è vietato produrre energia elettrica per il mercato (art. 6 cpv. 3). Per i gruppi elettrogeni di emergenza rimane invece possibile un impiego nell'azienda stessa; in caso di prelievo, l'uso aziendale interno non è però prioritario. Il prelievo della riserva serve a impedire le interruzioni di rete. Nel caso di un'interruzione di rete, la priorità va nuovamente all'uso aziendale interno.

#### *Art. 15 Ordine di prelievo*

Il prelievo della riserva è complesso già solo con la riserva di energia idroelettrica. Se si aggiunge la seconda parte della riserva («riserva complementare») diventa ancora più complesso. Per il prelievo, a seconda della situazione specifica si tratta di stabilire un coordinamento adeguato e le priorità tra le diverse parti della riserva. Integrare le determinazioni necessarie a tale scopo nell'OREI non sarebbe sensato. Sarà piuttosto la EICom a dover definire un ordine di prelievo. In questo caso, così come nella determinazione dei valori di riferimento per la riserva di energia idroelettrica secondo l'articolo 3, non si tratta né di un aspetto giuridico (nonostante la parola «ordine») né di una disposizione. Si tratta più che altro di un passaggio volto a concretizzare l'applicazione della norma e la EICom può stabilire le determinazioni, ad esempio con un'istruzione, poiché l'ordine di prelievo si rivolge a Swissgrid, che effettua il prelievo (cfr. a completamento anche «spiegazioni OREI I»).

Il capoverso 2 enumera gli aspetti principali e i criteri da soddisfare per l'ordine di prelievo. A tale riguardo è molto importante il tipo di (possibili) situazioni di penuria delle diverse riserve di energia. Se, ad esempio, i bacini di accumulazione hanno poca acqua ma sono disponibili combustibili a sufficienza per le centrali elettriche di riserva, occorre optare per l'impiego delle centrali elettriche di riserva. Oltre alla disponibilità energetica (prevista) è importante anche la potenza disponibile. Di solito nella riserva di energia idroelettrica è disponibile una potenza elevata, ma solo una quantità limitata di energia, mentre nelle centrali elettriche di riserva accade esattamente il contrario. Per situazioni di penuria che durano più a lungo sono perciò più importanti le centrali elettriche di riserva, mentre la riserva di energia idroelettrica serve soprattutto per superare una penuria di breve durata in inverno o in primavera. La riserva di energia idroelettrica viene prelevata preferibilmente se non vi sono ostacoli tecnici (cfr. cpv. 2 lett. d con il criterio «emissioni ridotte di sostanze inquinanti ed effetti sul clima»). L'ordine di prelievo dovrà tenere conto anche del diverso comportamento delle emissioni delle centrali elettriche di riserva. Per immettere una determinata quantità di energia elettrica nella rete, in base al tipo di impianto, combustibile o trattamento dei gas di scarico le emissioni variano. Le emissioni territoriali in Svizzera (2020) ammontavano a un totale di 54 669 t NOx e di 13 489 t PM10, pari a emissioni di 6,24 t NOx e 1,54 t PM10 in un'ora. Durante l'esercizio di centrali elettriche di riserva con una potenza di 1000 MW, nel peggiore dei casi le emissioni complessive della Svizzera aumentano (generatori elettrogeni di emergenza senza trattamento dei gas di scarico) del 145 per cento (NOx) e

del 19 per cento (PM10). Nel migliore dei casi (turbine a gas e SCR), le emissioni aggiuntive corrispondono al 2,1 per cento (NOx) e allo 0,1 per cento (PM10). Per ottenere il minore impatto possibile sull'ambiente, l'ordine di prelievo dà la priorità agli impianti con un carico di emissioni ridotto.

#### *Art. 16 Prelievo*

Per il caso di una mancata compensazione del mercato, l'articolo 16 è rimasto praticamente invariato rispetto alla formulazione che disciplinava solo la riserva di energia idroelettrica. Swissgrid continuerà a occuparsi del prelievo senza autorizzazione preventiva da parte della EICom ed essenzialmente secondo l'ordine di prelievo.

Il nuovo capoverso 5 disciplina il caso di un prelievo delle centrali elettriche di riserva per aumentare la riserva di energia idroelettrica. Questo può rivelarsi necessario se il mercato effettivamente è ancora compensato ma si prospetta un'insufficienza di energia per l'approvvigionamento di energia elettrica fino alla fine dell'inverno. Per distorcere il meno possibile il mercato, l'energia supplementare delle centrali elettriche di riserva non viene venduta sul mercato ma aggiunta alla riserva di energia idroelettrica. In tal caso l'energia elettrica che sarebbe stata prodotta in una centrale di accumulazione viene sostituita con l'energia elettrica delle centrali elettriche di riserva. L'acqua rimane nel bacino di accumulazione e in futuro rimane a disposizione della riserva di energia idroelettrica; non può più essere impiegata per la vendita di energia elettrica sul mercato. La scelta del bacino di accumulazione può avvenire tramite un bando pubblico o essere decisa dalle autorità come avviene con la costituzione regolare della riserva di energia idroelettrica. Paragonata a questa l'intervento risulta tuttavia più contenuto poiché la produzione delle centrali elettriche di riserva in sostituzione dell'energia trattenuta è a disposizione dei gestori della centrale idroelettrica. Per questo motivo e poiché eventualmente c'è poco tempo a disposizione e la concorrenza non entra necessariamente in gioco, può essere ordinato un obbligo di mantenimento senza bando pubblico preliminare. L'autorità competente è la EICom, che stabilisce la quantità di energia da mantenere, la ripartizione nei diversi bacini di accumulazione e altre modalità.

I criteri per un simile aumento della riserva di energia idroelettrica devono essere molto restrittivi, altrimenti le centrali elettriche di riserva funzionerebbero senza reale urgenza e si ignorerebbero altri provvedimenti più adeguati basati sul mercato, come ad esempio la riduzione del consumo di energia elettrica o gli investimenti in una nuova produzione di energia elettrica (rinnovabile). Anche la decisione per un impiego preventivo delle centrali elettriche di riserva spetta alla EICom. Tale scelta può dipendere dai risultati di analisi a breve termine per la sicurezza dell'approvvigionamento e anche su criteri che valutano la correlazione dei mercati per i prezzi che permangono a lungo a livelli elevati.

#### *Art. 17 Indennizzo per il prelievo*

Il *capoverso 1* menziona l'indennizzo per il prelievo che i gestori ricevono individualmente in base al prelievo avvenuto. Per tutti i tipi di riserve l'indennizzo fa parte dell'accordo con i gestori degli impianti (art. 5 cpv. 2 lett. d, art. 9 cpv. 2 lett. e e art. 14 cpv. 1). Per la riserva di energia idroelettrica l'indennizzo per il prelievo è calcolato secondo il metodo che stabilisce la EICom nei valori di riferimento (*cpv. 2*). I *capoversi 3-6* disciplinano l'indennizzo per il prelievo per la riserva complementare. In questo caso l'indennizzo per il prelievo rimborsa i costi variabili della produzione di energia elettrica, in cui rientrano in particolare i costi per i vettori energetici e le emissioni di CO<sub>2</sub> causate (cfr. art. 2 legge sul CO<sub>2</sub> in cui si definisce inoltre quali sono i diritti di emissione) nonché l'usura dell'impianto. Nelle centrali elettriche di riserva l'indennizzo per il prelievo comprende anche i costi causati da un aumento del personale e i costi dell'acqua necessaria per l'esercizio. Inoltre nelle centrali elettriche di riserva viene rimborsato un forfait giornaliero per la disponibilità, a prescindere dall'effettivo utilizzo o meno. La EICom stabilisce i parametri standard laddove risultino necessari a fini di calcolo. La EICom può inoltre stabilire dei parametri per limitare i profitti eccessivi.

#### *Art. 18 Sovrapprezzo in caso di prelievo e vendita dell'energia*

Per i gruppi di bilancio un prelievo della riserva non deve costituire un aspetto interessante dato che la riserva non è fatta per compensare situazioni che il mercato riesce ancora a gestire. Per questo già con la riserva di energia idroelettrica gli incentivi finanziari stabiliti sono decisamente negativi (cpv. 1). Per non indebolire lo scopo della riserva (sempre dalla riserva di energia idroelettrica) è inoltre proibito l'arbitraggio (nessuna rivendita con profitto) ed è previsto un divieto di rivendita all'estero (cpv. 2). Per altre spiegazioni in merito ai primi due capoversi si rinvia alle «spiegazioni OREI I». A tale riguardo il nuovo *capoverso 3* prevede che i profitti siano restituiti se si ottengono tramite la violazione delle regole di cui al capoverso 2. L'obbligo di restituzione figura ad esempio nell'articolo 41 LAP, in cui è previsto un risarcimento per i fondi patrimoniali dai quali si è conseguito un indebito profitto, disposizione vincolante dato che la riserva di energia elettrica si fonda anche sulla LAP oltre che sull'articolo 9 LAEI (misure preparatorie). In caso di vendita all'estero interviene lo stesso obbligo di restituzione; nella fattispecie si tratterà di calcolare l'importo del profitto. Se Swissgrid dovesse incontrare resistenza nell'applicazione del capoverso 3 da parte degli attori inadempienti, la EICOM dovrebbe emanare una decisione. Oltre all'obbligo di restituzione sono punibili anche le infrazioni contro le disposizioni del capoverso 2 (art. 22).

#### *Art. 19 Costi e finanziamento*

*Cpv. 1 e 2:* come già nel caso della riserva di energia idroelettrica, analogamente alle prestazioni di servizio relative al sistema, il finanziamento della seconda parte della riserva avviene principalmente sotto forma di corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. Con la seconda parte della riserva si immette effettivamente energia aggiuntiva nel sistema, ma in casi precisi, ovvero solo per situazioni di penuria ben definite. In tali circostanze la riserva e la sua nuova seconda parte servono in fin dei conti anche alla stabilità della rete. Per questo è indicato procedere a un addebito dei costi tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Così tutta la riserva di energia elettrica è sostenuta prevalentemente tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete (livello di rete 1). Sotto il profilo economico, sono quindi i consumatori a farsi carico dei costi, aspetto che d'altronde rimarrebbe invariato se fosse stato scelto un finanziamento tramite supplemento sui costi di trasporto secondo l'articolo 9 capoverso 4 della LAEI. Nella rete di trasporto la tariffa per l'utilizzazione della rete è stabilita ben prima dell'inizio di un anno civile. Per il finanziamento delle centrali elettriche di riserva a partire dalla loro messa in esercizio a febbraio 2023, l'aumento potrà intervenire quindi solo a posteriori. Swissgrid lo farà per l'anno successivo e gestirà la situazione con le differenze di copertura che potrebbero risultare elevate. Nel caso della riserva di energia idroelettrica il principio è lo stesso.

Alle entrate del corrispettivo per l'utilizzazione della rete possono venire ad aggiungersi i pagamenti (elevati) che i gruppi di bilancio dovrebbero sostenere in caso di prelievo; sono inoltre possibili entrate provenienti dalle pene convenzionali. Tutte queste entrate confluiscono in un unico sistema e sono disponibili per sostenere le diverse spese (cpv. 1), ossia i compensi per il mantenimento e per la disponibilità, nonché gli indennizzi per il prelievo da pagare ai gestori. Secondo il capoverso 3 anche l'onere di esecuzione, in particolare quello di Swissgrid, viene finanziato dallo stesso sistema unico appena citato; la disposizione si riferisce a quella dell'articolo 35 della legge sull'energia.

#### *Art. 20 Rimborsi alla Confederazione*

L'articolo 20 riprende la circostanza secondo cui nella fase di preparazione dell'OREI a partire dall'estate del 2022 la Confederazione finanzia anticipatamente alcune prestazioni e quindi il trasporto in Svizzera dei moduli per una centrale elettrica di riserva. Queste spese saranno rimborsate alla Confederazione secondo la stessa regola stabilita per il periodo di entrata in vigore della nuova OREI per le centrali elettriche di riserva. Ciò significa un finanziamento per mezzo del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Il rimborso tuttavia non avverrà in una volta. Siccome le tariffe della rete per il 2023 erano state fissate già molto tempo prima dell'entrata in vigore della nuova OREI, un aumento potrà intervenire solo a partire dal 2024. Inoltre l'onere va distribuito sull'arco di tre anni dato che nella situazione attuale, con il forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica, è necessario evitare incrementi

supplementari ed eccessivi per i consumatori. Il periodo di tre anni con la (nuova) durata di validità dell'OREI scade alla fine del 2026 (cfr. art. 26 cpv. 2). Poiché l'aumento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è possibile solo dal 2024, anche il rimborso alla Confederazione comincerà solo dal 2024, scaglionato a sua volta su tre anni.

I *capoversi 2 e 3* disciplinano un altro caso che, seppur improbabile, occorre regolare. Come menzionato, nella fase di preparazione è stato necessario trasportare dei moduli per gli impianti in Svizzera. I proprietari dei moduli però non si sono candidati come gestori di una centrale elettrica di riserva, ragione per cui si devono cercare altri attori. Qualora l'operazione dovesse fallire e gli impianti rimanessero praticamente «inutilizzati» perché non si trova abbastanza rapidamente un altro utilizzo al di fuori della riserva (in Svizzera o all'estero), il proprietario di queste componenti dovrebbe essere rimborsato. Il capoverso 2 stabilisce il contenuto e la tempistica di questo rimborso (art. 38 cpv. 2 LAP) e precisa inoltre che il corrispettivo per l'utilizzazione della rete servirebbe per ripagare il rimborso ossia che un anticipo sostenuto dalla Confederazione dovrebbe essere restituito attingendo a queste risorse.

Il *capoverso 4* disciplina un altro tipo di rimborso: in questo caso si tratta di un pagamento come quello previsto ad esempio dal § 20 della legge sull'energia del Cantone di Argovia a favore del Comune in cui è costruito un «grande impianto per l'approvvigionamento energetico». Nel capoverso 4 si rinvia solo a basi legali cantonali (o comunali) già esistenti al momento dell'apertura della procedura di consultazione per questa ordinanza (OREI). Non è ammissibile che ora i Cantoni e i Comuni creino queste basi per ottenere i relativi rimborsi. Il finanziamento avverrebbe anche tramite il corrispettivo per l'utilizzazione della rete del livello di rete 1, questo almeno a posteriori dopo un eventuale anticipo da parte della Confederazione nelle settimane o nei mesi a seguire (cosa che non deve essere in tal modo compromessa). Anche per questi costi sarebbe possibile un aumento, ossia un incremento dei costi di rete, distribuito su diversi anni.

#### *Art. 21-23*

Gli articoli 21 e 23 comportano praticamente solo lievi adeguamenti redazionali rispetto alla prima versione dell'OREI. È importante notare un'aggiunta nell'articolo 22: nella riserva di energia idroelettrica la EICom e Swissgrid assumevano finora compiti per i quali la competenza per decisioni vincolanti era attribuita alla EICom e non a Swissgrid. Nella «riserva complementare» sono previste anche altre unità (DATEC, UFE), compiti e facoltà. Nell'articolo 19 si terrà debitamente conto di questo aspetto. L'articolo 22 non riguarda pertanto le facoltà dell'Ufficio federale per l'approvvigionamento del paese (UFAE), che sono disciplinate nella LAP.

#### *Art. 24 Modifica di altri atti normativi*

##### 1. Ordinanza del 30 novembre 2012 sul CO<sub>2</sub>

Le centrali elettriche di riserva, ovvero quelle a gas o le centrali funzionanti con altri vettori energetici, per la potenza termica totale dell'impianto da combustione partecipano obbligatoriamente al SSQE (allegato 6 ordinanza sul CO<sub>2</sub>; RS 641.711). Il coinvolgimento nello scambio di quote di emissioni garantisce che le maggiori emissioni di questi impianti siano compensate nel SSQE. Secondo l'articolo 41 dell'attuale ordinanza sul CO<sub>2</sub> possono richiedere un esonero dal SSQE gli impianti che emettono meno di 25 000 tonnellate di CO<sub>2</sub>; essi pagano però l'emissione di CO<sub>2</sub>, ossia 120 franchi per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Affinché le centrali funzionino in modo da non gravare sul bilancio totale di CO<sub>2</sub>, non è consentita nessuna deroga all'obbligo di partecipazione. Allo stesso tempo con la nuova OREI viene modificata pertanto l'ordinanza sulla CO<sub>2</sub> come modifica di atti normativi correlati. Per evitare una lacuna giuridica fino all'entrata in vigore, nei contratti i gestori si impegnano a non richiedere eccezioni per l'impianto secondo l'articolo 41 dell'ordinanza sul CO<sub>2</sub>. Le regole non valgono per i gruppi elettrogeni di emergenza. Le maggiori emissioni devono perciò essere compensate all'estero in un secondo tempo, o dagli importatori di carburante con obbligo di compenso o sotto forma sussidiaria da

parte della Confederazione, in modo tale che la Svizzera rispetti gli impegni internazionali assunti in virtù dell'accordo di Parigi.

2. Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento energetico

Le modifiche comportano un adeguamento puramente redazionale alla nuova terminologia dell'OREI.

*Art. 25 Abrogazione di altri atti normativi*

L'attuale OREI viene sostituita da una nuova versione.

*Art. 26 Entrata in vigore e durata di validità*

L'OREI ha una durata di validità limitata. La sua prima versione prevedeva già una limitazione temporale che viene ora estesa, dato che i gestori delle centrali elettriche di riserva con cui la Confederazione ha condotto le trattative non erano disposti a un esercizio che terminasse prima della fine della primavera 2026. In tal modo, anche in riferimento all'articolo 20 capoverso 1, si prevede una nuova scadenza a fine 2026. Se il Parlamento approverà rapidamente le disposizioni legali sulle centrali elettriche di riserva, l'attuale ordinanza provvisoria potrebbe trasformarsi anzitempo in una normale ordinanza di esecuzione di una legge.

Cpv. 3: la possibilità di obbligare i gestori a partecipare alla riserva è limitata fino a maggio 2024. Siccome tale vincolo costituisce una forte ingerenza, occorre impiegarlo con accortezza (cfr. anche «spiegazioni OREI I»). Se ve ne fosse bisogno oltre la metà maggio del 2024, si renderebbe necessaria una proroga.