



20 novembre 2024

**Legge federale su un approvvigionamento elettrico
sicuro con le energie rinnovabili
Modifica dell'ordinanza sull'approvvigionamento
elettrico con
entrata in vigore il 1° gennaio 2025**

Rapporto esplicativo

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Punti essenziali del progetto	1
2.1	Organizzazione del servizio universale	1
2.2	Assunzione solidale dei costi per i potenziamenti	5
2.3	Piattaforma dei dati	7
2.4	Regolazione Sunshine	7
2.5	Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.....	8
3.	Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni	8
3.1	Piattaforma dei dati	8
3.2	Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.....	9
4.	Ripercussioni su economia, ambiente e società.....	9
4.1	Organizzazione del servizio universale	9
4.2	Regolazione Sunshine	10
5.	Rapporto con il diritto europeo.....	10
6.	Commento alle singole disposizioni	10

1. Situazione iniziale

Il 29 settembre 2023, nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (FF 2023 2301), il Parlamento ha modificato la legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). Di conseguenza si rendono necessarie modifiche all'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71). La revisione della legge entrerà in vigore in due fasi: il 1° gennaio 2025 e il 1° gennaio 2026. Con la revisione dell'ordinanza oggetto del presente rapporto vengono attuate a livello di ordinanza le modifiche di legge entrate in vigore il 1° gennaio 2025.

2. Punti essenziali del progetto

2.1 Organizzazione del servizio universale

Il Parlamento ha mantenuto l'apertura parziale del mercato (per i consumatori con un consumo annuo superiore a 100 MWh). L'attuale configurazione del servizio universale presenta diversi svantaggi per i consumatori finali vincolati, motivo per cui il legislatore ha apportato alcune modifiche per eliminare tali svantaggi.

Sostituzione del metodo del prezzo medio

Attualmente esiste una sovvenzione trasversale a favore del libero mercato e a scapito del servizio universale. La revisione dell'articolo 6 LAEI pone rimedio a questa problematica. Il cosiddetto metodo del prezzo medio (cfr. DTF 149 II 187) è sostituito da una separazione tra le strategie di acquisizione per il servizio universale, da un lato, e quelle per i clienti del libero mercato dall'altro. Viene mantenuta la regolazione dei costi di produzione. Ciò significa che la produzione propria confluisce ai costi di produzione nelle tariffe del servizio universale (compreso un utile adeguato). Per evitare che nel servizio universale venga immessa unilateralmente energia elettrica proveniente da impianti costosi, le tariffe del servizio universale devono essere fissate in funzione dei costi medi di produzione di un anno contabile dell'intera produzione propria, indipendentemente dall'assegnazione al libero mercato o al servizio universale. La media viene calcolata tenendo conto di tutte le tecnologie (rinnovabili o non rinnovabili). Come in precedenza, i costi amministrativi e di distribuzione possono essere inclusi nelle tariffe del servizio universale. D'ora in poi l'adeguatezza dell'utile dovrà basarsi – analogamente al settore delle reti – sul fabbisogno finanziario per il servizio universale e su un interesse calcolatorio.

Potenziamento della produzione a partire da energie rinnovabili nel servizio universale e del ruolo dei costi di produzione

Inoltre, il Parlamento ha potenziato la produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili in Svizzera: in futuro, nel servizio universale dovranno essere vendute quote minime di produzione rinnovabile nazionale. Queste quote minime fanno sì che la clientela riceva effettivamente una determinata quantità di elettricità rinnovabile nel servizio universale e che le sue tariffe siano legate per una parte sostanziale ai costi di produzione. Le quote minime si riferiscono all'anno tariffario (e non a trimestri o a mesi).

La prima quota minima riguarda la cosiddetta produzione propria ampliata (art. 4 cpv. 1 lett. c^{bis} LAEI) generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale. Essa si compone di due elementi: da un lato la produzione propria in senso stretto, costituita da elettricità proveniente da impianti propri e da centrali partecipate (ossia da prelievi effettuati in virtù delle partecipazioni); dall'altro l'energia elettrica ritirata nel comprensorio in virtù dell'obbligo di ritiro secondo l'articolo 15 della legge del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0). Le disposizioni esecutive del Consiglio federale prevedono in linea di principio che almeno la metà di questa produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili per

ogni anno tariffario sia venduta nel servizio universale (e quindi computata in funzione dei costi nel servizio universale). Questa disposizione attenua le tariffe del servizio universale nei periodi in cui i prezzi di mercato sono elevati (qualora i prezzi di mercato siano superiori ai costi di produzione). Allo stesso tempo, in tali periodi limita le possibilità di ottimizzazione dei fornitori del servizio universale nella vendita della loro produzione sul mercato. Nei periodi in cui i prezzi di mercato sono inferiori ai costi di produzione, la possibilità di vendita nel servizio universale attraverso la regolazione dei costi di produzione offre invece un vantaggio ai fornitori.

I fornitori del servizio universale con una quota relativamente elevata di produzione nazionale rinnovabile – rispetto alla loro energia elettrica venduta complessivamente nel servizio universale – sono maggiormente toccati da questa nuova disposizione rispetto ai fornitori del servizio universale con una scarsa produzione propria. Per questa ragione è prevista una deroga che consente di scendere al di sotto della soglia del 50 per cento qualora altrimenti più dell'80 per cento dell'energia elettrica totale venduta nell'ambito del servizio universale provenga da questa produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale. I fornitori del servizio universale con un'elevata produzione propria (ampliata) ottengono quindi un certo margine di manovra. Una deroga più ampia non sarebbe opportuna, poiché creerebbe possibilità di ottimizzazione a scapito dei consumatori finali in regime di servizio universale.

La seconda quota minima riguarda la produzione nazionale rinnovabile nel suo complesso. In questo caso non si considera la produzione del singolo fornitore del servizio universale, bensì l'elettricità che quest'ultimo vende al servizio universale (ossia la quantità acquistata dai consumatori finali nel servizio universale). Le disposizioni esecutive del Consiglio federale stabiliscono al riguardo che il portafoglio energetico nel servizio universale includa, con riferimento all'anno tariffario, una quota minima di produzione nazionale rinnovabile del 20 per cento. Se non viene già raggiunta tramite la vendita obbligatoria della metà della «produzione propria ampliata», tale quota minima deve essere aumentata in modo corrispondente oppure, in alternativa, si devono stipulare in aggiunta contratti a medio o lungo termine riguardanti le energie rinnovabili generate nel territorio nazionale. Il semplice acquisto di garanzie di origine per «rendere verde» un contratto di acquisto di energia elettrica altrimenti non specificamente tecnologicamente (ad es. in borsa) non è sufficiente. Per ottemperare alle disposizioni di legge devono essere effettivamente stipulati contratti di acquisto di energia elettrica con fonti energetiche rinnovabili nazionali. Questi contratti devono avere una durata di almeno tre anni. Il loro obiettivo consiste, da una parte, nel garantire a medio e lungo termine le quantità di energia per il servizio universale; dall'altra, per il legislatore era anche importante, in particolare, garantire ai produttori di energie rinnovabili la possibilità di assicurare a lungo termine le proprie vendite e trasformare i contratti di acquisto di energia elettrica collegati al servizio universale, al di fuori degli incentivi statali, in una nuova fonte di reddito sicura e pianificabile. Il Consiglio federale non si pronuncia sulla forma concreta del contratto. Sono ipotizzabili, tra le varie forme, i cosiddetti Power Purchase Agreement (PPA). Anche per quanto riguarda il raggruppamento di diverse centrali elettriche non pone alcuna limitazione: sono possibili contratti di acquisto di energia elettrica per singole centrali o contratti che integrino la produzione rinnovabile in un portafoglio. Si può presumere che le garanzie di origine rinnovabili collegate al contratto d'acquisto di energia elettrica siano generalmente trasmesse anche al fornitore del servizio universale.

Questa seconda quota minima è rilevante soprattutto per i fornitori del servizio universale con una produzione propria relativamente bassa. Essa viene fissata dal Consiglio federale nella misura del 20 per cento in modo da garantire in qualsiasi momento la disponibilità di tali offerte contrattuali in Svizzera, disponibilità che aumenta con il potenziamento delle energie rinnovabili. Secondo i dati ottenuti dalla Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) tramite il conto dei costi, nel servizio universale vengono acquistati circa 22,5 TWh a fronte di vendite per circa 33 TWh, mentre il resto è immesso attraverso la produzione propria. In base a una stima approssimativa, l'obiettivo del Consiglio federale di fissare la seconda quota minima al 20 per cento implica che nel servizio universale debbano essere

coperti da contratti d'acquisto a lungo termine meno di 4,5 TWh¹. I quantitativi risultanti dall'obbligo di ritiro (art. 15 LEnE), che aumentano a seguito della rapida espansione, consentono alla stragrande maggioranza dei gestori di rete di raggiungere più facilmente l'obiettivo del 20 per cento, anche se per il resto dispongono di una scarsa produzione propria. Già oggi, per un gestore della rete di distribuzione medio la quantità coperta dall'obbligo di ritiro rappresenta circa il 10 per cento delle sue vendite nel servizio universale. Il Consiglio federale osserverà il funzionamento del mercato dei contratti a lungo termine (liquidità, andamento dei prezzi) e, se possibile, aumenterà a medio termine la seconda quota minima.

Esempi relativi alle due quote minime

Caso 1: Produzione propria ampliata dell'ordine di grandezza pari all'incirca al consumo nel servizio universale

Ipotesi

- Produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale: 100 GWh
- Vendite nel servizio universale: 125 GWh

Calcolo delle quote minime per il caso 1:

- secondo l'articolo 4a capoverso 1 primo periodo OAEI almeno 50 GWh della produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale devono essere assegnati al servizio universale (almeno il 50 % di 100 GWh);
- secondo l'articolo 4a capoverso 2 OAEI il consumo del servizio universale deve essere coperto con almeno 25 GWh di energie rinnovabili provenienti da impianti in Svizzera (almeno il 20 % di 125 GWh).

Implicazioni per il gestore della rete di distribuzione: rispettando la quota minima di cui all'articolo 4a capoverso 1 primo periodo OAEI, viene soddisfatta contemporaneamente anche la quota minima di cui all'articolo 4a capoverso 2 OAEI. Non vi sono ulteriori implicazioni.

Caso 2: Produzione propria ampliata nettamente inferiore al consumo nel servizio universale

Ipotesi

- Produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale: 20 GWh
- Vendite nel servizio universale: 160 GWh

Calcolo delle quote minime per il caso 2:

- secondo l'articolo 4a capoverso 1 primo periodo OAEI almeno 10 GWh della produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale devono essere assegnati al servizio universale (almeno il 50 % di 20 GWh);
- secondo l'articolo 4a capoverso 2 OAEI il consumo del servizio universale deve essere coperto con almeno 32 GWh di energie rinnovabili provenienti da impianti in Svizzera (almeno il 20 % di 160 GWh).

¹ Il quantitativo è inferiore a 4,5 TWh perché molte imprese che devono acquistare sul mercato gran parte dell'energia per i loro clienti del servizio universale dispongono anche di produzione propria e di quantità di energia elettrica derivanti dall'obbligo di ritiro secondo l'articolo 15 LEnE.

Implicazioni per il gestore della rete di distribuzione: rispettando la quota minima di cui all'articolo 4a capoverso 1 OAEI, la quota minima di cui all'articolo 4a capoverso 2 OAEI non è ancora soddisfatta. Il gestore della rete di distribuzione potrebbe, ad esempio, fissare la propria quota di produzione propria ampliata nazionale da assegnare al servizio universale al di sopra della quota minima, ad esempio al 75 per cento, e attribuire quindi al servizio universale 15 GWh. In questo caso il gestore della rete di distribuzione deve acquistare 17 GWh tramite contratti di acquisto a lungo termine da capacità di produzione rinnovabili nazionali.

Caso 3: Produzione propria ampliata nettamente superiore al consumo nel servizio universale

Ipotesi

- Produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale: 250 GWh
- Vendite nel servizio universale: 100 GWh

Calcolo delle quote minime per il caso 3:

- secondo l'articolo 4a capoverso 1 primo periodo OAEI almeno 125 GWh della produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili nel territorio nazionale devono essere assegnati al servizio universale (almeno il 50 % di 250 GWh).
- Secondo l'articolo 4a capoverso 2 OAEI il consumo del servizio universale deve essere coperto con almeno 20 GWh di energie rinnovabili provenienti da impianti in Svizzera (almeno il 20 % di 100 GWh).

Implicazioni per il gestore della rete di distribuzione: non è possibile rispettare la quota minima del 50 per cento secondo l'articolo 4a capoverso 1 primo periodo OAEI (125 GWh), poiché la quantità richiesta dal servizio universale (100 GWh) è troppo esigua. In questo caso si applica il secondo periodo del capoverso 1. La quota di produzione propria rinnovabile nazionale ampliata assegnata al servizio universale può essere ridotta fino a coprire in termini quantitativi l'80 per cento della quantità richiesta nel servizio universale. Concretamente, in questo esempio il gestore della rete di distribuzione può computare nel servizio universale 80 GWh della sua produzione propria rinnovabile nazionale ampliata. Logicamente in questo modo è rispettata la quota minima di cui all'articolo 4a capoverso 2 OAEI e non è necessario stipulare contratti di acquisto a lungo termine.

Caso speciale: impianti facenti parte del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità considerati come parte della produzione propria ampliata

Per gli impianti che fanno parte del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (RIC), il valore aggiunto ecologico viene compensato con la tariffa di remunerazione e pertanto il gestore dell'impianto non ha diritto alle corrispondenti garanzie di origine (GO). L'elettricità prodotta dagli impianti RIC viene distribuita in ugual misura tra tutti i clienti finali svizzeri e indicata nell'etichettatura dell'elettricità come energia elettrica che beneficia di misure di promozione. Si tratta di una differenza significativa rispetto al nuovo sistema di promozione dei premi di mercato fluttuanti, in quanto in quest'ultimo caso il gestore dell'impianto riceve il valore aggiunto ecologico sotto forma di GO da vendere (e riceve in cambio un premio ridotto).

Poiché il valore aggiunto ecologico degli impianti RIC è già compensato, l'elettricità prodotta da questi impianti è considerata elettricità grigia anche sul piano del servizio universale. Se il gestore di una rete di distribuzione possiede un impianto di questo tipo, l'elettricità generata appartiene quindi alla sua produzione propria nazionale ampliata, ma non è classificata come «rinnovabile». Per quanto riguarda il raggiungimento delle due quote minime, questa energia deve essere trattata come produzione propria di elettricità grigia e non deve quindi essere presa in considerazione.

Prodotto elettrico standard

La nuova norma di legge nell'articolo 6 capoverso 2^{bis} LAEI obbliga i gestori delle reti di distribuzione a offrire nel servizio universale un prodotto elettrico standard basato in particolare sull'utilizzo di energia rinnovabile nazionale. I gestori della rete di distribuzione possono offrire, oltre al prodotto standard, anche altri prodotti elettrici. Per quanto riguarda la disposizione relativa al prodotto standard, il legislatore era consapevole del fatto che a partire dal 2027 l'etichettatura dell'elettricità, con cui viene attestata l'origine di quest'ultima, sarà effettuata trimestralmente. Per questo motivo, e poiché nei trimestri invernali le garanzie di origine rinnovabili nazionali saranno disponibili in misura minore, l'uso del termine «in particolare» relativizza in un certo senso la prescrizione concernente l'origine rinnovabile. Il Consiglio federale precisa ora nell'OAEI che con ciò si intende una quota minima di due terzi per ogni trimestre.

Riduzione dei rischi e tariffe più stabili

Inoltre, viene introdotto l'obbligo esplicito per legge di acquistare in modo strutturato e a lungo termine l'energia elettrica necessaria per il servizio universale, il che riduce le fluttuazioni dei prezzi. L'obiettivo è acquistare l'energia elettrica per la clientela del servizio universale in modo sicuro e tempestivo, riducendo al minimo le oscillazioni delle tariffe. Così facendo si ottempera meglio all'obbligo, già vigente dall'entrata in vigore della LAEI, di poter fornire, in ogni momento, la «quantità desiderata di energia elettrica a tariffe adeguate». Diversamente da quanto indicato nell'avamprogetto per la consultazione, il Consiglio federale rinuncia a stabilire disposizioni concrete sulle quote da garantire e lascia ai gestori della rete di distribuzione un maggior margine di manovra nell'attuazione, specificando tuttavia che devono definire, documentare e attuare delle strategie di acquisto. Lo scaglionamento temporale dell'acquisto costituisce una componente chiave di una strategia di approvvigionamento sostenibile.

2.2 Assunzione solidale dei costi per i potenziamenti

La trasformazione del sistema energetico comporta un notevole aumento dell'elettrificazione e del potenziamento delle energie rinnovabili. L'immissione sempre più decentralizzata richiede un ulteriore potenziamento delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per poter trasportare l'elettricità prodotta e rifornire i consumatori in modo affidabile.

Per potenziamenti della rete ai sensi dell'articolo 15b capoversi 1–4 LAEI s'intendono i necessari potenziamenti della capacità dell'infrastruttura esistente. Non costituiscono potenziamenti della rete in tal senso il mantenimento dell'infrastruttura esistente o l'ampliamento della rete nel senso di aumento fisico della sua estensione.

Per quanto riguarda i potenziamenti della rete di distribuzione dovuti alla produzione decentralizzata, i relativi costi dovrebbero essere più elevati nelle regioni rurali. Ciò è da ricondurre a diverse circostanze: innanzitutto c'è più spazio per gli impianti rinnovabili, in secondo luogo le reti rurali sono attualmente in genere meno sviluppate e infine i costi di ampliamento all'interno di un comprensorio possono essere ripartiti tra un numero minore di economie domestiche.

Potenziamenti della rete

Per ovviare a questa disparità di trattamento tra le zone urbane e quelle rurali, nella LAEI è stato inserito l'articolo 15b capoversi 2–4. Il capoverso 3 dell'articolo 15b LAEI prevede che i costi per i potenziamenti di rete necessari a livello di media tensione per l'allacciamento di impianti rinnovabili possono essere trasferiti alla società nazionale di rete su richiesta e previa autorizzazione della ECom. In tal modo, tramite l'assunzione solidale attraverso la rete di trasporto, questi costi vengono ripartiti tra tutti gli utenti della rete in Svizzera.

Per il livello di bassa tensione il legislatore prevede invece, nel capoverso 4 dell'articolo 15b LAEI, una remunerazione forfetaria semplificata per quanto riguarda il numero dei possibili impianti e l'onere d'esecuzione che ne deriva. L'importo forfetario, da intendersi come remunerazione una tantum, viene versato

per ogni allacciamento e il suo importo dipende dalla potenza dell'impianto allacciato. Solitamente il momento in cui viene effettuato il potenziamento della rete non coincide con quello in cui l'impianto è allacciato.

Conformemente alle disposizioni di legge, l'importo forfetario si basa sui costi medi di potenziamento della rete per ogni kW di nuova potenza dell'impianto allacciato. Si tratta quindi di potenziamenti di capacità del livello di bassa tensione nonché della conseguente potenza allacciata ottenuti grazie all'incremento della produzione a partire da energie rinnovabili.

Nell'ambito dei dibattiti parlamentari è stato sottolineato che l'importo forfetario deve essere fissato in modo tale da limitare o evitare i potenziamenti eccessivamente costosi.

Per il valore di partenza dell'importo forfetario è stato preso in considerazione lo studio «Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» di Consentec/Polynomics ed EBP (2022), che tratta degli effetti dell'elettrificazione e del potenziamento delle energie rinnovabili sulle reti di distribuzione svizzere. Sono stati considerati gli investimenti per gli ampliamenti delle capacità al livello di rete 7, ipotizzando che siano per metà trainati dalla produzione. Questi sono stati divisi per la potenza degli impianti rinnovabili aggiunti. Si presuppone che la maggior parte degli impianti rientri nel livello di rete 7 e che l'ampliamento degli impianti sia ripartito tra ampliamento della rete e ampliamento delle capacità secondo il rapporto tra i corrispondenti investimenti. L'intenzione del legislatore di applicare un importo forfetario basso viene presa in considerazione applicando uno sconto del 25 per cento.

L'attuale situazione dei dati non consente una definizione precisa degli importi forfetari, per cui probabilmente sarà necessario adeguarli alla luce delle prime esperienze. I requisiti in materia di reporting previsti dall'ordinanza dovrebbero fornire un contributo in tal senso. Sulla base di questi dati e nell'ambito del monitoraggio, il valore viene verificato regolarmente e sistematicamente e, se necessario, adeguato (inclusi eventuali valori diversi per le zone urbane e rurali). È ipotizzabile che dopo le prime esperienze pratiche saranno necessari importanti adeguamenti delle disposizioni dell'ordinanza.

Potenziamento delle linee di raccordo

Attualmente i costi di raccordo degli impianti di produzione sono sostenuti dal produttore fino al punto di raccordo alla rete e dal gestore di rete a partire da tale punto, come disciplinato dall'articolo 10 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (OEn; RS 730.01). Ciò vale anche per i necessari potenziamenti di queste linee di raccordo. Con l'articolo 15b capoverso 5 LAEI il legislatore adegua tale principio esclusivamente per il potenziamento delle linee di raccordo esistenti, necessarie per la realizzazione di ulteriori impianti di produzione rinnovabile al punto di raccordo domestico, ad esempio per potenziare le linee di una fattoria in caso di installazione di un impianto solare sul tetto di un fienile. In questi casi il legislatore prevede per gli impianti con una potenza superiore a 50 kW a partire dal confine della particella un'assunzione solidale dei costi attraverso l'imputazione ai costi della rete di trasporto. Determinante in tal senso è la potenza dell'impianto secondo l'articolo 13 OEn. A tale riguardo il legislatore ha assegnato al Consiglio federale la competenza di fissare un limite massimo per tali costi. L'Esecutivo si avvale di questa possibilità e, ipotizzando una distanza media di 100 m, costi medi di potenziamento pari a 100 franchi al metro e una potenza media dell'impianto di 200 kW, stabilisce un limite massimo di 50 franchi per kW. Per un impianto di queste dimensioni, ciò corrisponde a circa il 5 per cento dei costi d'investimento totali.

Pertanto l'articolo 10 capoverso 3 secondo periodo OEn non si applica più al potenziamento di linee elettriche esistenti finalizzato all'allacciamento di un impianto a energia rinnovabile.

Questa nuova norma è finalizzata in particolare a ottimizzare lo sfruttamento dei tetti per gli impianti fotovoltaici nelle zone rurali. I costi per il tratto di linea di raccordo situato all'interno del terreno rimangono invece a carico del produttore.

2.3 Piattaforma dei dati

L'ordinanza disciplina il processo di costituzione e realizzazione della piattaforma nazionale per lo scambio di dati del settore energetico. L'ordinanza comprende disposizioni relative alla costituzione del gestore della piattaforma dei dati, per esempio norme concernenti gli statuti e la neutralità del gestore, nonché alla pianificazione tecnica e organizzativa. Vengono inoltre stabilite disposizioni relative all'organizzazione del gestore della piattaforma che garantiscono la massima neutralità possibile e il coinvolgimento dei consumatori finali e dei fornitori di servizi. Gli obiettivi consistono nel facilitare ai consumatori finali l'accesso ai propri dati attraverso la piattaforma, rafforzando così la loro posizione nel processo di trasformazione digitale del sistema elettrico. Non da ultimo, in questo modo si intende rafforzare l'innovazione digitale e il mercato dei servizi energetici, offrendo anche ai fornitori di servizi o a terzi un accesso semplificato e standardizzato ai dati dei consumatori finali attraverso la piattaforma, nella misura in cui siano da essi autorizzati. Sono previste diverse fasi, ciascuna con specifiche chiare per il collegamento dei punti di misurazione alla piattaforma nazionale.

Processi di scambio dei dati, compiti e responsabilità

Sono inoltre emanate disposizioni concernenti i processi e i termini dello scambio di dati e, a tale riguardo, anche il contenuto dei dati di base, rilevanti per i processi di scambio, che devono essere salvati nella piattaforma. Questi dati di base devono essere definiti il più rapidamente possibile dai gestori di rete, tenendo conto dei requisiti derivanti dai processi informativi da organizzare attraverso la piattaforma. La direttiva di settore per lo scambio standardizzato di dati (SDAT-CH) deve fungere da base di partenza: essa definisce già dati di base importanti come quelli del punto di misurazione e dei relativi attributi, quali ad esempio il collegamento con il Registro federale degli edifici e delle abitazioni. I dati di base devono consentire in particolare una visione nazionale per le energie rinnovabili e la loro integrazione nel mercato, per la mobilità elettrica e per l'approvvigionamento energetico basato sull'elettricità. Per quanto riguarda i processi di scambio dei dati, l'ordinanza chiede anche l'ulteriore sviluppo da parte del settore delle pertinenti direttive specifiche affinché la piattaforma nazionale compaia nei processi informativi e di scambio dei dati e si favorisca un'automazione dei processi ampia e centralizzata, ad esempio nell'ambito dei processi di cambio, e, non da ultimo, una compatibilità a lungo termine con i modelli di riferimento europei per l'interoperabilità e l'accesso ai dati nei mercati dell'energia elettrica. Questo garantisce sotto il profilo legale che la piattaforma sia adeguatamente integrata a lungo termine nelle direttive di settore. Se l'integrazione non risulta opportuna – ad esempio perché emergono divergenze tra il gestore di rete e il gestore della piattaforma – il Consiglio federale può intervenire tramite ordinanza. Inoltre sono precisati i compiti e le responsabilità del gestore della piattaforma, al fine di delimitare le responsabilità nei confronti degli altri partecipanti allo scambio dati del settore energetico. Ciò comprende, per esempio, le direttive per un esercizio sicuro, performante ed efficiente dell'infrastruttura, la messa a disposizione e la gestione di interfacce digitali e standardizzate o, in particolare, la garanzia dell'accesso ai dati di terzi autorizzati da parte delle persone interessate e la messa a disposizione di determinati dati aggregati nell'interesse pubblico, come ad esempio le informazioni per ogni Comune o Cantone.

Infine, l'ordinanza stabilisce determinate condizioni quadro per il finanziamento e la copertura dei costi della piattaforma nazionale dei dati, in particolare per esempio disposizioni relative al conto dei costi e al rimborso dei costi sostenuti dai fondatori della stessa, ad esempio gli interessi da corrispondere.

2.4 Regolazione Sunshine

Con la cosiddetta «regolazione Sunshine» viene introdotto uno strumento per la trasparenza volto a indirizzare i gestori di rete verso una maggiore efficienza e servizi di buona qualità. Affinché lo strumento possa produrre la massima efficacia, è importante utilizzare valori comparativi e metodi appropriati. In particolare si devono scegliere gruppi di confronto adeguati affinché la comparazione dei costi di rete sia sufficientemente affidabile. Dal punto di vista economico, questo elemento è il fulcro della regolazione. A tal fine la EICOM deve poter utilizzare, a integrazione degli indicatori, metodi econometrici

fondati, in particolare anche per poter confrontare adeguatamente i costi complessivi di rete e quindi l'adeguatezza degli indicatori. Inoltre deve fornire all'UFE dati annuali adeguati che consentano una valutazione affidabile della regolazione prevista per legge, soprattutto perché la regolazione Sunshine non genera alcuna pressione diretta volta a ridurre i costi e i costi di rete registreranno un notevole aumento nelle reti di distribuzione. Questo alla luce del fatto che, nel confronto trasversale europeo, la Svizzera è un Paese con costi di rete elevati. Per questo motivo è necessario anche attuare la regolazione Sunshine ogni anno, al fine di ottenere un livello minimo di efficacia dello strumento.

Allo stesso tempo, nell'ambito di un'efficace regolazione Sunshine, viene migliorato il quadro legale per possibili verifiche e riduzioni dei costi; si tratta di una scelta ragionevole, poiché i risultati della regolazione Sunshine non hanno conseguenze finanziarie. In linea di principio, per l'esame dei costi delle tariffe per l'utilizzazione della rete, dell'energia elettrica e di misurazione la EICom fa riferimento a gestori di rete efficienti e comparabili; può anche limitarsi a singole componenti di costo. Gli utili ingiustificati derivanti da stime di costi troppo elevate devono essere compensati, come finora, attraverso il meccanismo delle differenze di copertura.

2.5 Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

L'ordinanza precisa le norme sull'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Ciò riguarda le centrali elettriche in caso di fabbisogno proprio, l'esercizio di pompe nelle centrali di pompaggio, gli impianti di stoccaggio senza consumo finale e la rete di trazione ferroviaria (fabbisogno proprio della centrale elettrica, azionamento di pompe nelle centrali di pompaggio e il cosiddetto scambio d'acqua). L'ambito dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici rimane di competenza dei Cantoni e dei Comuni. Secondo la prassi seguita finora le centrali di pompaggio sono esentate dal pagamento di tributi e prestazioni agli enti pubblici; in questo settore sarebbe opportuno mantenere una prassi uniforme.

3. Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni

Alla luce delle modifiche operate, la EICom non esclude la possibilità di oneri supplementari, ancora da quantificare, per quanto riguarda i costi d'investimento e di personale. Fatte salve le indicazioni che seguono, la revisione dell'ordinanza non ha ripercussioni di rilievo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni.

3.1 Piattaforma dei dati

Grazie ai moderni processi per lo scambio dei dati, a un accesso digitale moderno e unitario ai dati dei consumatori finali e di terzi nonché alla messa a disposizione di determinati dati aggregati, la Confederazione, i Cantoni e i Comuni possono ottenere notevoli vantaggi. La redazione di statistiche e valutazioni potrà essere supportata e semplificata ai rispettivi livelli. I compiti di monitoraggio, attualmente svolti in modo indipendente ai diversi livelli statali, potranno essere ottimizzati grazie a prodotti di dati standardizzati e di alta qualità. A medio termine si può quindi prevedere un aumento dell'efficienza nell'adempimento dei compiti statali.

Per il resto, la revisione dell'ordinanza non ha ripercussioni rilevanti per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni.

3.2 Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Le modifiche previste per la nuova regolamentazione dello stoccaggio non hanno ripercussioni finanziarie per la Confederazione, sull'effettivo del personale o di altro genere. L'attuazione di questo articolo comporta un certo onere supplementare per i gestori delle reti di distribuzione, il che può generare effetti indiretti per i Cantoni e i Comuni che sono proprietari di queste imprese.

4. Ripercussioni su economia, ambiente e società

La revisione dell'ordinanza ha le seguenti ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società.

4.1 Organizzazione del servizio universale

In base alla vigente LAEI, la EICOM ha elaborato il cosiddetto «metodo del prezzo medio». Secondo questo metodo le tariffe del servizio universale sono calcolate in base ai costi medi di produzione e di acquisizione dell'intero portafoglio energetico del fornitore del servizio universale. Nel 2016 e nel 2019 il Parlamento ha relativizzato il metodo del prezzo medio, consentendo di includere nelle tariffe del servizio universale *tutti* i costi di produzione dell'elettricità prodotta in Svizzera a partire dalle energie rinnovabili. Ciò ha provocato distorsioni dei prezzi e penalizza sistematicamente i clienti in regime di servizio universale: se i prezzi di mercato scendono, vi è un incentivo a fatturare alla clientela nel servizio universale i costi di produzione più elevati della produzione propria. In caso di prezzi di mercato più elevati è invece possibile estendere le vendite ai clienti del mercato libero. L'energia elettrica acquistata dai gestori della rete di distribuzione incaricati del servizio universale esclusivamente per i clienti del mercato libero (più costosa) può essere addebitata in misura proporzionale ai clienti del servizio universale. L'abolizione del metodo del prezzo medio e l'introduzione di una strategia di acquisizione separata per i clienti in regime di servizio universale, da un lato, e per i clienti del libero mercato, dall'altro, elimina le attuali distorsioni dei prezzi tra i due segmenti di clientela.

La nuova normativa protegge i clienti in regime di servizio universale dagli aumenti e dalle oscillazioni dei prezzi di mercato attraverso le seguenti modalità:

- la prima quota minima stabilita dal Consiglio federale fa sì che una percentuale della produzione propria rinnovabile in Svizzera sia destinata ai clienti del servizio universale ai costi di produzione;
- i rischi legati ai prezzi vengono ridotti al minimo, in linea di principio attraverso uno scaglionamento temporale degli acquisti. L'acquisizione deve avvenire in momenti diversi e in quantità parziali. Un maggior numero di tali quantitativi parziali riduce in linea di principio il rischio legato ai prezzi e livella i prezzi del servizio universale. Anche i contratti basati sul profilo proteggono la clientela dalla volatilità dei prezzi, fornendo in anticipo un profilo di carico definito a un prezzo fisso, in base al proprio profilo di consumo. Allo stesso tempo, i contratti basati sul profilo consentirebbero loro di ottenere ricavi aggiuntivi grazie a trasferimenti e riduzioni del carico.

Per ragioni legate alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla diversificazione, disporre nel portafoglio di una determinata quota di contratti d'acquisto di energia elettrica a medio e lungo termine è positivo soprattutto per i fornitori del servizio universale senza o con poca produzione propria. In questo modo si garantiscono a lungo termine le quantità di energia per l'approvvigionamento della clientela in regime di servizio universale. Un elemento essenziale dovrebbe essere costituito dalla disponibilità di tali offerte contrattuali in Svizzera; in linea di principio, la disponibilità aumenta con il potenziamento delle energie rinnovabili.

4.2 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine mira a incentivare l'efficienza delle reti elettriche. Allo stesso tempo, affinché questa misura di trasparenza sia efficace, vengono migliorate le possibilità di verifica dei costi da parte della ElCom. La portata degli effetti di queste misure complementari non è nota: se saranno di modesta entità, il Consiglio federale sottoporrà al Parlamento un progetto normativo per l'introduzione di una regolazione per incentivi (art. 22a cpv. 3 LAEI).

5. Rapporto con il diritto europeo

La presente configurazione della piattaforma dei dati nazionale è conforme alle prescrizioni legali dell'Unione europea e alla loro futura applicazione. Creando un accesso unitario ai dati per i consumatori finali e i terzi da essi autorizzati, l'ordinanza attua parti importanti delle disposizioni dell'UE relative ai dati energetici. Già le norme del Clean Energy Package sul mercato interno (direttiva 2019/944²) contengono disposizioni sui dati energetici, sull'accesso a tali dati e sulla loro interoperabilità. Sulla base del piano d'azione per la digitalizzazione dell'energia e nel quadro dell'attuazione della direttiva sull'energia elettrica, la Commissione europea ha emanato un regolamento di esecuzione sui requisiti di interoperabilità e sull'accesso non discriminatorio dei consumatori finali ai loro dati di misurazione e consumo, sulla flessibilità e sul cambio di fornitore (regolamento di esecuzione 2023/1162³). Queste norme costituiscono una base importante per il Green Deal europeo e il programma REPowerEU, in quanto consentono ai consumatori di partecipare attivamente alla transizione energetica. Inoltre, favoriscono la creazione e l'organizzazione di data hub affidabili nel settore energetico. Si prevede che ben presto gli Stati membri dell'UE imprimeranno uno sviluppo notevole al loro scambio di dati energetici sulla base del regolamento di esecuzione. La presente revisione d'ordinanza garantisce che la Svizzera non perda terreno in questo settore e si sviluppi in una direzione analoga.

6. Commento alle singole disposizioni

Art. 1 cpv. 2–3^{bis}

Il *capoverso 2* dell'ordinanza ha subito una modifica redazionale sulla base del nuovo articolo 14a LAEI, attraverso il quale viene ora definita la rete di trazione ferroviaria già a livello legislativo. Qui non è più menzionato il criterio della tensione, poiché la rete di trazione ferroviaria non è ancora stata interamente convertita a 132 kV. La disposizione d'ordinanza del *capoverso 2* estende, come finora, il campo d'applicazione della legge o di singole disposizioni alla rete di trazione ferroviaria. A riguardo si rimanda al rapporto esplicativo dell'UFE del 27 giugno 2007 sull'avamprogetto per la procedura di consultazione dell'OAEI (commento all'art. 1 cpv. 2, pag. 5).

Capoverso 3: il testo del *capoverso 3*, che prevede l'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete in presenza di un convertitore di frequenza all'interno di una centrale elettrica a 50 Hz, ha subito una modifica redazionale in seguito alla definizione di rete di trazione ferroviaria di cui all'articolo 14a LAEI. Per quanto riguarda la norma speciale per il convertitore di frequenza si rimanda al rapporto esplicativo dell'UFE del 2 ottobre 2012 concernente la modifica dell'OAEI (commento all'art. 1 cpv. 3, pagg. 2–5).

La formulazione del *capoverso 3^{bis}* è stata modificata in seguito alla nuova norma nell'articolo 14a LAEI.

²Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione), versione secondo GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125.

³Regolamento di esecuzione (UE) 2023/1162 della Commissione, del 6 giugno 2023, sui requisiti di interoperabilità e su procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso ai dati di misurazione e consumo, versione secondo GU L 154 del 15.6.2023, pagg. 10–40.

In virtù della sua competenza globale, la EICom può verificare il rispetto delle disposizioni determinanti per la rete di trazione ferroviaria (art. 22 cpv. 1). In base all'articolo 25 LAEI può richiedere i documenti necessari. In particolare, i partner di una centrale elettrica, uno dei quali produca 50 Hz e l'altro 16,7 Hz, devono essere in grado di dimostrare su richiesta che il pompaggio previsto, per il quale si beneficia di una deroga al pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete secondo l'articolo 14a capoverso 3 lettera c LAEI, avverrebbe contemporaneamente al turbinaggio e che ne sono interessate le stesse quantità. In questo contesto i partner delle centrali elettriche sono in particolare tenuti a fornire alla EICom, su richiesta, la contabilità idraulica da loro redatta, i dati dei convertitori di frequenza nonché tutti gli altri dati e le informazioni necessari per la relativa prova.

Art. 4 Tariffe del servizio universale

Il *capoverso 1* precisa che le tariffe devono essere fissate per la durata di un anno civile, come avviene per le tariffe per l'utilizzazione della rete e per le tariffe di misurazione a partire dall'anno tariffario 2026.

Il *capoverso 2* stabilisce il rapporto tra il corrispettivo per l'elettricità fornita nel servizio universale e i costi dell'energia computabili.

Capoverso 3: i costi dell'energia computabili, già disciplinati a grandi linee a livello di legge (cfr. art. 6 cpv. 5^{bis} lett. d LAEI), sono specificati in questo capoverso.

La *lettera a* elenca le cinque componenti dei costi energetici computabili e precisa ulteriormente quanto segue:

Numero 1: Costi di produzione: sono computabili solo i costi di produzione di una produzione efficiente. Inoltre viene chiarito che le sovvenzioni ottenute devono essere detratte dai costi di produzione, tenendo conto del tipo di promozione. In caso di pagamenti una tantum, come i contributi d'investimento o le remunerazioni uniche, viene detratto questo contributo una tantum. Nel caso di una sovvenzione ricorrente, come nel caso del premio di mercato fluttuante di recente introduzione, occorre tenere conto dell'importo della sovvenzione effettivamente ricevuto. Poiché tale importo è stabilito solo *ex-post* al termine di ogni anno civile, si verificheranno degli scostamenti rispetto all'ammontare della sovvenzione previsto al momento della determinazione delle tariffe. Tali differenze devono essere trattate in modo ordinario nell'ambito delle differenze di copertura.

Numero 2: Contratti d'acquisto: viene specificato che i contratti devono essere stipulati a condizioni adeguate. In linea di principio occorre basarsi sui costi medi di un anno contabile. Ai fini della valutazione dell'adeguatezza devono essere utilizzati come valori comparativi i prezzi di mercato, se esistenti (ad es. prezzo di mercato di riferimento trimestrale e prezzi medi per le garanzie di origine).

Il numero 2 è rilevante anche per quanto riguarda l'attribuzione dei contratti al servizio universale: in particolare nel caso di una «copertura in eccesso», ossia quando al servizio universale è attribuita più energia elettrica derivante da contratti d'acquisto di quanta ne venga infine venduta nel servizio universale. Tuttavia, ciò risulta soltanto in un secondo momento, terminato l'anno tariffario. Eventuali correzioni devono essere compensate nell'ambito delle tariffe degli anni tariffari successivi.

Numero 3: Obbligo di ritiro e di remunerazione: si specifica che, in relazione alla remunerazione di cui all'articolo 15 capoverso 1 della legge del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne), sono computabili anche le garanzie di origine eventualmente ritirate e remunerate. In linea di principio, per quanto riguarda la computabilità delle remunerazioni secondo l'articolo 15 LEne occorre inoltre precisare quanto segue: se l'obbligo di ritiro e di remunerazione comporta per il gestore della rete di distribuzione eccedenze quantitative che non può vendere nel servizio universale a causa del volume della domanda, il gestore della rete di distribuzione non può includere nel servizio universale i costi per il ritiro di tale quantità eccedente.

Numero 4: Costi amministrativi e di distribuzione: tra i costi dell'energia computabili rientrano anche i costi amministrativi e di distribuzione. Sono computabili i costi amministrativi e di distribuzione effettivamente sostenuti, a condizione che siano attribuibili al servizio universale. Questi costi possono essere sottoposti a un confronto dell'efficienza secondo l'articolo 19 OAEI.

Numero 5: Utile adeguato: disciplina la componente di utile adeguata (cfr. art. 6 cpv. 5^{bis} lett. d frase introduttiva LAEI). Finora non vi erano disposizioni specifiche in materia nella legge e nell'ordinanza. L'attuale lacuna legislativa è stata colmata nella prassi della EICom e delle autorità di ricorso (cfr. ad esempio la sentenza 2C_828/2019 del Tribunale federale del 16 luglio 2020, consid. 5). Finora la EICom ha calcolato un valore soglia per la valutazione dell'adeguatezza dei costi amministrativi e di distribuzione (compreso l'utile) nella distribuzione di energia nel servizio universale. Ha effettuato una verifica e un calcolo separato dell'utile nella distribuzione dell'energia nel servizio universale solo in caso di superamento della soglia da essa stabilita. A intervalli regolari la EICom verificava l'adeguatezza del valore soglia. Quando è stato ritenuto necessario, ha adeguato il valore soglia (cfr. l'attuale istruzione della EICom 3/2022, «Regola dei 60 franchi»; decisione 211-00300 della EICom del 7 novembre 2023, n. marg. 108). D'ora in poi l'adeguatezza dell'utile dovrà basarsi – analogamente al settore delle reti e conformemente alla prassi della EICom – sul fabbisogno finanziario per il servizio universale e su un interesse calcolatorio. In particolare, ai fini della determinazione dell'utile, il capitale circolante netto necessario per la fornitura del servizio universale deve essere remunerato al tasso di costo medio del capitale (cosiddetto WACC) conformemente all'allegato 1 dell'ordinanza.

La *lettera b* precisa i costi di produzione computabili menzionati alla lettera a numero 1. Innanzitutto si stabilisce che il valore delle garanzie di origine (GO) è parte integrante dei costi di produzione. Inoltre viene fatta una distinzione tra i costi d'esercizio e i costi del capitale. Per quanto riguarda i costi del capitale si precisa che gli ammortamenti annui devono essere effettuati prima della remunerazione e quale tasso d'interesse calcolatorio deve essere applicato.

La *lettera c* chiarisce la disposizione contenuta nell'articolo 6 capoverso 5^{bis} lettera d numero 1 LAEI. Va osservato che la media deve essere calcolata sulla base di tutti i costi di produzione dell'energia elettrica proveniente da impianti propri e da prelievi effettuati in virtù di una partecipazione. Inoltre si precisa che la media va calcolata sia per gli impianti rinnovabili che per quelli non rinnovabili. In questo modo si evita che l'energia proveniente da impianti di produzione costosi sia assegnata al servizio universale, mentre quella proveniente da impianti di produzione più economici sia venduta ai liberi consumatori finali.

La *lettera d* precisa quali garanzie di origine devono essere assegnate in via prioritaria al servizio universale: nel servizio universale i gestori delle reti di distribuzione utilizzano in via prioritaria le garanzie di origine rilasciate loro per la produzione di energia elettrica dai propri impianti o nell'ambito di prelievi effettuati in virtù di una partecipazione nonché le garanzie di origine riprese dai produttori del proprio comprensorio nell'ambito dell'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEnE. La priorità attribuita alle «proprie» garanzie di origine è quindi necessaria perché il valore delle garanzie di origine è già incluso nei costi di produzione e questi stessi costi di produzione rientrano nelle tariffe del servizio universale, seppur come media e non per singola centrale.

Lettera e: precisa le remunerazioni di cui alla lettera a numero 3 per i quantitativi prelevati nel comprensorio secondo l'articolo 15 capoverso 1 LEnE. Al fine di garantire tariffe del servizio universale adeguate secondo l'articolo 6 capoverso 1 LAEI occorre fissare l'ammontare massimo computabile delle remunerazioni concordate tra il gestore di rete e il produttore secondo l'articolo 15 capoverso 1 LEnE. Come in precedenza, l'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEnE si riferisce solo all'«elettricità grigia» immessa in rete; non è perciò regolamentato il ritiro delle garanzie di origine e i gestori di rete sono liberi di ritirare e remunerare anche queste ultime. In questo caso la remunerazione concordata per l'elettricità grigia e la garanzia di origine di cui al numero 1 può ammontare al massimo ai costi di produzione di un impianto di riferimento, al netto di eventuali sovvenzioni. Al numero 1 si rimanda per la determinazione dei costi di produzione al previgente articolo 4 capoverso 3 OAEI (stato al 1° luglio 2024)

e per il calcolo degli incentivi al previgente articolo 4a OAEI (stato al 1° luglio 2024). Se la garanzia di origine non viene ritirata, si applica quanto disposto al numero 2.

Capoverso 4: la separazione dei portafogli energetici tra il segmento del servizio universale e quello dei consumatori finali nel libero mercato deve essere effettuata in termini puramente contabili; non sono ammessi altri strumenti di separazione. Tale attribuzione deve essere indicata alla ECom nella contabilità per unità finali d'imputazione o in una corrispondente aggiunta successiva. I nuovi contratti di acquisto stipulati possono essere attribuiti al servizio universale soltanto nella misura in cui sono necessari a coprire il consumo presumibile nel servizio universale. Non è consentito trasferire nel servizio universale contratti che finora erano assegnati al libero mercato e che sono più costosi dei contratti attuali. Non è consentito trasferire dal servizio universale i contratti che presentano condizioni più favorevoli rispetto ai nuovi contratti acquistati o ai contratti sul libero mercato, a meno che le vendite di energia elettrica non siano diminuite.

Art. 4a Quote minime di produzione propria e di energia elettrica generata da energie rinnovabili
Capoverso 1 primo periodo: la prima quota minima (art. 6 cpv. 5 lett. a LAEI) si riferisce alla produzione propria ampliata (art. 4 cpv. 1 lett. c^{bis} LAEI) generata da energie rinnovabili prodotte in Svizzera. In linea di principio, i gestori delle reti di distribuzione devono vendere almeno la metà di tale quota nell'ambito del servizio universale. Questa disposizione deve essere soddisfatta alla fine di ogni anno tariffario. Pertanto, eventuali differenze nel corso dell'anno sono irrilevanti; si considera la produzione media dell'anno contabile. I gestori delle reti di distribuzione decidono liberamente che percentuali di tale quota provengono da propri impianti di produzione, prelievi di energia elettrica da partecipazioni oppure da elettricità soggetta all'obbligo di ritiro secondo l'articolo 15 LEne. Per adempiere a questa disposizione sarebbe ammesso, ad esempio, l'impiego in via prioritaria dell'energia elettrica secondo l'articolo 15 LEne. Per stabilire se l'elettricità acquisita nell'ambito dell'obbligo di ritiro debba essere considerata rinnovabile o non rinnovabile si guarda in linea di principio alle garanzie di origine. Se l'elettricità viene acquistata nell'ambito dell'obbligo di ritiro senza le garanzie di origine, non è considerata rinnovabile ed è irrilevante ai fini della quota minima. Non è ritenuta rinnovabile nemmeno la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti che fanno parte del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (RIC), perché il valore aggiunto ecologico di questi impianti viene già compensato attraverso la remunerazione.

Capoverso 1 secondo periodo: i portafogli energetici dei circa 600 fornitori del servizio universale in Svizzera sono strutturati in modo estremamente diverso tra di loro. Per i fornitori del servizio universale con una percentuale relativamente elevata di produzione nazionale rinnovabile, la quota minima ha un peso maggiore. Al fine di tenere debitamente conto di queste disparità e delle possibili distorsioni del mercato, i gestori della rete di distribuzione possono quindi vendere meno della metà della loro produzione propria ampliata nel servizio universale, qualora altrimenti più dell'80 per cento dell'energia elettrica venduta nel servizio universale verrebbe coperto da questa produzione propria ampliata.

Capoverso 2: la seconda quota minima (art. 6 cpv. 5 lett. b LAEI) è rilevante per i gestori della rete di distribuzione con una produzione nazionale rinnovabile relativamente bassa. In virtù dell'obbligo di ritiro di cui all'articolo 15 LEne, tutti i gestori delle reti di distribuzione dispongono di un determinato quantitativo di produzione propria ampliata da energie rinnovabili (a condizione che ritirino contestualmente le garanzie di origine). È richiesto che il servizio universale sia coperto per almeno il 20 per cento con elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili provenienti dagli impianti di produzione in Svizzera (per singola centrale o tramite un portafoglio). Questa condizione deve essere soddisfatta alla fine di ogni anno tariffario. Alcuni gestori delle reti di distribuzione soddisferanno questo requisito già vendendo metà della produzione propria ampliata da energie rinnovabili in Svizzera di cui al capoverso 1. In caso contrario, il gestore della rete di distribuzione ha due possibilità per colmare questa lacuna: aumentare la quota di produzione propria ampliata che vende nel servizio universale oppure stipulare contratti di acquisto corrispondenti con durata di almeno tre anni. Naturalmente questi due strumenti possono anche essere combinati.

Affinché i contratti di acquisto possano essere effettivamente computati nella quota minima, essi devono contenere il prelievo di elettricità da un impianto di produzione rinnovabile nazionale o da un pool di impianti di produzione rinnovabile nazionali. Per il raggiungimento della quota minima non è sufficiente l'acquisto (ad es. in borsa) di un prodotto di elettricità grigia (anche a lungo termine) che venga «reso verde» solo attraverso garanzie di origine rinnovabili nazionali.

L'«elettricità promossa» nel quadro del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (RIC) non è computabile per la seconda quota minima di cui al capoverso 2. L'elettricità promossa nel quadro della RIC è indicata, come finora, nel mix di fornitura riportato nell'etichettatura dell'elettricità, ma non può essere inclusa nella seconda quota minima. La seconda quota minima riguarda contratti di acquisto a lungo termine effettivamente stipulati.

Capoverso 3: i gestori della rete di distribuzione comunicano preventivamente e in modo vincolante alla ElCom se intendono soddisfare soltanto i requisiti minimi o se puntano a quote minime più elevate. Per quanto riguarda la quota minima di cui al *capoverso 1*, è ammesso anche puntare alla soglia dell'80 per cento di cui al *capoverso 1* secondo periodo anziché a una determinata percentuale di produzione propria. Come per l'attribuzione dei contratti di acquisto (art. 4 cpv. 3), anche in questo caso la soglia auspicata dal gestore della rete di distribuzione è resa nota attraverso la contabilità per unità finali d'imputazione.

Se alla fine dell'anno risultano differenze rispetto alle vendite nel servizio universale inizialmente stimate (a causa di un consumo superiore o inferiore da parte dei consumatori finali nel corso dell'anno tariffario) o rispetto alla quantità assoluta inizialmente presunta della produzione propria ampliata (ad es. a causa di fluttuazioni della produzione dovute a condizioni meteorologiche, guasti alle centrali elettriche, revisioni, variazione della quantità acquistata nell'ambito dell'obbligo di ritiro ecc.), le conseguenti differenze nei costi computabili sono trattate nell'ambito delle differenze di copertura.

Il *capoverso 4* affida alla ElCom la sorveglianza sul rispetto di queste disposizioni concernenti le quote minime.

Art. 4b Prodotto elettrico standard

L'*articolo 4b* chiarisce che, a differenza delle quote minime di cui all'*articolo 4a*, i requisiti del prodotto elettrico standard (art. 6 cpv. 2^{bis} LAEI) non dipendono dalla conclusione di determinate transazioni energetiche, ossia dall'assegnazione commerciale delle corrispondenti quantità di energia elettrica. Nel caso del prodotto elettrico standard si tratta piuttosto dell'acquisto di garanzie di origine da utilizzare successivamente per l'etichettatura dell'elettricità. Questo articolo concretizza la disposizione di legge («basato in particolare sull'impiego delle energie rinnovabili») secondo cui deve essere raggiunta una «quota di elettricità verde» nazionale di almeno due terzi ogni trimestre.

Art. 4c Tutela dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato

Per tutelarsi dalle fluttuazioni estreme dei prezzi di mercato, è necessario un accesso garantito a determinate quantità di energia elettrica.

L'*articolo* precisa la disposizione di legge secondo cui i gestori delle reti di distribuzione devono acquistare l'energia elettrica necessaria mediante strategie di acquisizione che li tutelino, nella misura del possibile, dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato (art. 6 cpv. 5^{bis} lett. a LAEI). Concretamente, essi devono definire preventivamente le suddette strategie e implementarle, documentandone poi l'attuazione. Nella definizione della loro strategia, il Consiglio federale lascia quindi ai gestori della rete di distribuzione un margine di manovra imprenditoriale. Il Consiglio federale si aspetta che nella loro strategia d'acquisto i gestori della rete di distribuzione tengano conto dei rischi legati al mercato, alle quantità, alla liquidità e al credito. Esiste un'ampia gamma di possibilità di acquisto. Un acquisto strutturato può ad esempio comprendere prodotti standard diversificati nel tempo (tipicamente nell'arco di tre anni), in modo da livellare i costi di acquisto. Sono possibili anche altre forme: ad esempio si può definire una

strategia con un unico fornitore con tranches temporali e «prezzo formula» (approvvigionamento completo) oppure una strategia con più fornitori e prezzi fissi o prezzi spot concorrenziali per quantità superiori o inferiori. Se e nella misura in cui i gestori della rete di distribuzione ricorrono a contratti di acquisto, sono tenuti a effettuare un cosiddetto acquisto strutturato. In altre parole, considerate le possibili fluttuazioni dei prezzi di mercato, è fatto loro divieto di acquistare contemporaneamente tutti i quantitativi di elettricità necessari. Per concretizzare questo scaglionamento temporale la ElCom può emanare istruzioni.

Art. 4d Costi delle misure volte a migliorare l'efficienza energetica

Secondo l'articolo 6 capoverso 1 LAEI i consumatori finali in regime di servizio universale devono poter ricevere in qualsiasi momento la quantità di energia elettrica desiderata a tariffe adeguate. Ora è previsto che i fornitori di energia elettrica in Svizzera implementino presso i propri clienti misure volte ad aumentare l'efficienza energetica o acquistino le relative prove (art. 46b cpv. 2 LEne). Alla luce di ciò, è corretto che i gestori delle reti di distribuzione possano addebitare ai consumatori finali nel servizio universale soltanto i costi che corrispondono alle aliquote massime di mercato (cpv. 3). In particolare, i gestori delle reti di distribuzione senza clienti sul libero mercato non hanno necessariamente un incentivo a mantenere i costi al livello più basso possibile. Se il gestore della rete di distribuzione attua da sé le misure, possono essere computati soltanto i costi effettivi a tariffe non superiori a quelle di mercato usuali. Non è prevista un'ulteriore quota di utile, poiché l'attuazione delle misure di efficienza avviene nel quadro della distribuzione di energia e in questo caso la normativa prevede già una quota di utile (lett. c). In alternativa, se i gestori della rete di distribuzione desiderano commissionare le misure a fornitori di servizi esterni, devono farlo attraverso una procedura trasparente, non discriminatoria e orientata al mercato (lett. a). Anche l'acquisto di misure già attuate può avvenire solo a tariffe pari al massimo a quelle di mercato usuali (lett. b). In questo modo si intende evitare di acquistare misure eccessivamente più costose.

I gestori delle reti di distribuzione possono addossare ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete soltanto proporzionalmente i costi dovuti al raggiungimento degli obiettivi in materia di efficienza energetica secondo l'articolo 46b LEne (art. 6 cpv. 1 LAEI). Il capoverso 1 chiarisce quindi questa computabilità, determinata in base all'energia elettrica di riferimento venduta ai sensi dell'articolo 51a OEn⁴: i gestori delle reti di distribuzione possono addossare ai consumatori finali nel servizio universale una quota dei costi di tutte le misure computabili (misure per i clienti sul libero mercato e i consumatori finali nel servizio universale) corrispondente alla loro quota di energia elettrica di riferimento venduta dal gestore della rete di distribuzione in kWh. Questa imputazione avviene tramite la tariffa del servizio universale.

I gestori della rete di distribuzione non possono addebitare costi ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che hanno rinunciato all'accesso alla rete e che non vengono considerati ai fini della vendita di energia elettrica di riferimento (cpv. 2).

Art. 4e Comunicazione di variazioni delle tariffe del servizio universale

L'attuale articolo 4b viene trasferito in questo punto per motivi legati alla sistematica giuridica. Le modifiche sono di natura puramente redazionale.

⁴ La vendita di energia elettrica di riferimento corrisponde alla vendita di elettricità ai consumatori finali durante l'ultimo anno civile comunicato, al netto delle singole forniture secondo il capoverso 2 articolo 51a OEn.

Art. 6a cpv. 2

Il termine per la redazione dei piani pluriennali per le reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV è stato modificato poiché per la società nazionale di rete, ai sensi dell'articolo 9d capoverso 1 LAEI, è fissato in dodici mesi.

Art. 7 cpv. 3 lett. e^{ter}, f, f^{er} e h

Nella contabilità analitica devono ora figurare le voci di costo per i costi di cui all'articolo 15 della legge e per la piattaforma dati (lett. e^{ter} e f^{er}).

Poiché i costi di misurazione non rientrano più tra i costi di rete e sono invece fatturati tramite un corrispettivo per la misurazione mediante le tariffe di misurazione, nel conto dei costi è necessaria una ripartizione più dettagliata dei costi, analogamente a quanto avviene per i costi di rete (lett. f). La EICOM fa affidamento su tali informazioni per la verifica dei costi di misurazione computabili.

I potenziamenti della rete dovuti alla produzione sono ora disciplinati nell'articolo 15b LAEI; il rimando contenuto nella lettera h deve essere modificato di conseguenza.

Art. 7a

A seguito della modifica, ossia dell'integrazione, della struttura dell'ordinanza, l'attuale articolo 9 diventa l'articolo 7a.

Art. 7b

Il capoverso 1 corrisponde all'attuale articolo 10. Inoltre è stabilito che la pubblicazione dei dati deve avvenire su un sito Internet in un formato leggibile meccanicamente e non proprietario. In questo modo si intende facilitarne il riutilizzo ed evitare oneri aggiuntivi (ad es. estrazioni e trasformazioni dei dati).

Le informazioni di cui al capoverso 2 sono un incentivo per i consumatori finali ai sensi dell'articolo 17a^{bis} capoverso 5 LAEI a ridurre il loro consumo di energia elettrica. Le informazioni devono essere comunicate in modo adeguato alla clientela almeno una volta all'anno. Ciò può avvenire, ad esempio, tramite un portale clienti sul web, come già offerto da alcuni gestori di rete. Tuttavia, le possibilità di confronto disponibili su questo portale clienti devono essere strutturate in modo tale che il cliente possa trarre conclusioni adeguate in merito al proprio prelievo di energia elettrica. I confronti tra i gruppi di clienti dovrebbero quindi essere effettuati sulla base dei profili H e C della EICOM.

Art. 8 cpv. 2–4

Capoverso 2: a seguito dell'introduzione della piattaforma centrale dei dati devono essere modificate le direttive sui processi di scambio dei dati: esse dovranno infatti specificare i dati di misurazione e quelli di base per lo scambio di dati tramite la piattaforma nonché i dati di base da memorizzare nella piattaforma stessa. I dati di base vengono precisati, come già oggi, nella direttiva di settore relativa allo scambio di dati standardizzato per il mercato svizzero dell'elettricità «Standardisierter Datenaustausch Schweiz» (SDAT-CH): essi comprendono le relative informazioni sul numero di un punto di misurazione, in particolare il metodo di misurazione, il tipo di fatturazione e la frequenza della lettura oppure anche le relative informazioni sul competente gestore della rete di distribuzione, fornitore di energia o responsabile del gruppo di bilancio. Inoltre dovrebbero includere anche altri attributi importanti, come l'Identificatore federale degli edifici (EGID), già disponibili secondo lo SDAT-CH. I dati di base centralizzati attraverso la piattaforma tengono conto in particolare dei più recenti sviluppi del mercato elettrico, ad esempio i raggruppamenti ai fini del consumo proprio secondo l'articolo 17 LENE, la mobilità elettrica o l'approvvigionamento termico basato sull'elettricità. Al fine di rafforzare i diritti degli attori particolarmente interessati dalla normativa (consumatori finali, produttori e fornitori di servizi elettrici), la presente revisione prevede che i loro rappresentanti partecipino all'elaborazione delle nuove direttive. I soggetti interessati hanno quindi il diritto di partecipare ai lavori e di rappresentare i propri interessi. A tal fine

occorre tenere conto, per quanto possibile, delle disposizioni del regolamento di esecuzione europeo sui requisiti di interoperabilità e su procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso ai dati di misurazione e consumo⁵. Se le corrispondenti direttive non sono adeguate oppure non vengono redatte entro il termine previsto, l'UFE può emanare in base all'articolo 27 capoverso 4 disposizioni esecutive.

Capoverso 3: questa disposizione corrisponde sostanzialmente alla normativa vigente, il cui fulcro è stato trasferito a livello di legge (art. 17f cpv. 1 LAEI). Ora i dati di base e di misurazione vengono distinti dagli altri dati. Questi ultimi comprendono tutti i dati che non sono dati personali. Sia per i dati di base e di misurazione sia per gli altri dati è ammessa la comunicazione nel quadro dell'approvvigionamento regolare di energia elettrica ai sensi dell'articolo 17f capoverso 1 LAEI solo se ciò è necessario per gli ambiti elencati alle lettere a-j. A questi ambiti viene inoltre aggiunta la procedura per il cambio di fornitore e la comunicazione dei dati secondo l'articolo 8a^{ter} capoverso 2 (lett. i e j).

Il *capoverso 3^{bis}* è abrogato, tanto più che secondo l'articolo 17f capoverso 1 LAEI i relativi dati devono essere messi a disposizione gratuitamente.

Il *capoverso 4* corrisponde essenzialmente alla normativa vigente. D'ora in poi la disposizione è rilevante soltanto nei casi in cui un consumatore finale, un produttore o un gestore di un impianto di stoccaggio chiede la comunicazione di propri dati che non può già scaricare o trasmettere gratuitamente tramite la piattaforma ai sensi del capoverso 3 lettera j (o art. 8a^{ter} cpv. 2). Si pensi, da un lato, ai casi in cui sono interessati dati diversi dai dati di base e di misurazione; dall'altro, vanno considerati i casi in cui i dati di base o di misurazione sono richiesti con un'elaborazione differente (ad es. diversa aggregazione, diversa risoluzione, diverso formato o anche diverso riferimento locale).

Art. 8a Costituzione del gestore della piattaforma

La disposizione dell' *articolo 8a* disciplina la costituzione del gestore della piattaforma secondo l'articolo 17h capoverso 2 LAEI. Conformemente al capoverso 1 la domanda di approvazione degli statuti può essere presentata al DATEC fino al 30 settembre 2025. Il DATEC può concedere, su richiesta o d'ufficio, una sola proroga di tre mesi. Qualora il gestore della piattaforma non venga costituito, il Consiglio federale deve affidare secondo l'articolo 17h capoverso 3 LAEI la realizzazione e la gestione della piattaforma a un organo di diritto pubblico (soluzione sussidiaria). Le disposizioni necessarie a tal fine verrebbero disciplinate in un atto normativo di modifica separato. Possono presentare la domanda sia gli operatori del mercato dell'energia elettrica sia le aziende che non fanno parte del settore elettrico. Tuttavia, occorre considerare che la legge prevede un solo gestore della piattaforma. Pertanto non è possibile approvare gli statuti di più gestori.

Capoverso 2: l'elenco dei documenti da presentare non è esaustivo. Se necessario per l'esame della domanda, il DATEC può richiedere ulteriori documenti e informazioni. Il richiedente deve redigere una bozza dettagliata degli statuti (*lett. a*), che tenga conto delle disposizioni vigenti (ad es. indipendenza del gestore della piattaforma). Poiché il richiedente potrebbe aver già sostenuto determinati costi di realizzazione (concezione, progettazione, software, hardware, ecc.) prima della presentazione della domanda, essi devono essere debitamente documentati. Se la domanda di approvazione degli statuti è accolta, al richiedente sono rimborsati i costi di realizzazione della piattaforma sostenuti fino al momento della presentazione della domanda (cfr. cpv. 4). La *lettera b* prevede pertanto l'obbligo di indicare i relativi costi (contratti, giustificativi, ecc.). Non sono considerati costi ai sensi di questa disposizione gli oneri già coperti in altro modo, ad esempio attraverso l'imputazione nelle tariffe, la vendita del corrispondente valore patrimoniale o il conferimento nella società del gestore della piattaforma. Le spese sostenute dal richiedente dopo la presentazione della domanda non vengono rimborsate. A partire da tale data gli eventuali investimenti ancora necessari per la realizzazione della piattaforma non dovranno più essere effettuati dal richiedente bensì dal gestore della piattaforma. Se la richiesta di approvazione degli statuti viene respinta, al richiedente non vengono rimborsate le spese. Secondo la *lettera c* il richiedente

⁵ Regolamento di esecuzione (UE) 2023/1162 della Commissione, del 6 giugno 2023, sui requisiti di interoperabilità e su procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso ai dati di misurazione e consumo.

deve presentare una pianificazione dettagliata dei costi, che illustri anche l'ulteriore evoluzione della struttura della piattaforma dei dati dopo la presentazione della domanda e i costi di esercizio annui presunti sulla base del piano tecnico. Il piano tecnico di cui alla *lettera d* deve tenere conto dello stato attuale della tecnica della relativa infrastruttura, del livello massimo di automazione dei processi e di standardizzazione e dell'applicazione della moderna tecnologia di comunicazione, ad esempio le API per le interfacce importanti. Il piano tecnico illustra inoltre le funzioni che la piattaforma dei dati svolgerà, come potrà essere ampliata in futuro sotto il profilo funzionale e tecnico e come avverrà la migrazione verso di essa dei dati di base dei punti di misurazione attualmente gestiti a livello decentrale. Il piano illustra inoltre le modalità per monitorare e migliorare costantemente la qualità dello scambio di dati tramite la piattaforma dati e dei dati stessi. A tal fine devono essere sviluppati indicatori adeguati. Deve inoltre indicare quando e come (eventualmente) i servizi acquistati da terzi devono essere nuovamente messi a concorso per rimanere sempre al passo con lo stato della tecnica e ridurre al minimo i costi d'esercizio. Occorre inoltre specificare come si intende garantire che, in caso di cessazione dell'attività o fallimento del gestore della piattaforma, i dati necessari all'esercizio della piattaforma siano trasmessi al DATEC o a un servizio da esso designato (art. 8a^{quater} cpv. 3).

Capoversi 3–4: il DATEC pubblica in Internet le disposizioni concernenti la presentazione della domanda. Può coinvolgere esperti esterni per valutare la domanda. Se il DATEC richiede miglioramenti o ulteriori informazioni, deve fissare un termine adeguato per la loro integrazione. In merito alla domanda emana una decisione. Nel caso approvi gli statuti, ossia accolga la domanda, esso stabilisce l'importo per il rimborso dei costi di cui all'articolo 17h capoverso 4 LAEI. Sono determinanti tutti i costi necessari e adeguati sostenuti dal richiedente per la realizzazione della piattaforma, che devono essere giustificati ai sensi del capoverso 2 lettera b. Nella valutazione dell'adeguatezza dei costi dovranno essere presi in considerazione segnatamente progetti esteri di riferimento. Sui costi da rimborsare viene corrisposto un interesse pari al costo medio del capitale secondo l'allegato 1. I conferimenti effettuati per le quote del gestore della piattaforma non sono considerati costi scoperti e inoltre non possono comunque essere rimborsati a causa del divieto di rimborso dei conferimenti. Pertanto non sono considerati nel calcolo dei costi scoperti (cfr. però art. 8 a^{quinquies} cpv. 5). Il relativo importo deve essere rimborsato dal gestore della piattaforma secondo il *capoverso 4* entro dieci anni dalla messa in esercizio. Dopo la costituzione della piattaforma gli statuti possono essere modificati solamente con l'approvazione del DATEC (art. 17h cpv. 2 LAEI).

Capoverso 5: in base a questa disposizione il DATEC, attraverso corrispondenti disposizioni complementari, assicura che la piattaforma sia messa in servizio quanto prima una volta approvati gli statuti. Si prevede che la piattaforma dei dati entri in funzione al più tardi all'inizio del 2027 con una quota rilevante di punti di misurazione.

Art. 8a^{bis} Organizzazione del gestore della piattaforma

I *capoversi 1–4* stabiliscono i requisiti organizzativi del gestore della piattaforma al fine di garantire un esercizio il più possibile indipendente e quindi non discriminatorio. In particolare occorre garantire che le imprese con interessi analoghi (p. es. i gestori di rete) non abbiano la possibilità di ostacolare lo sviluppo e l'offerta di corrispondenti servizi di dati. La piattaforma deve essere concepita in modo da soddisfare al meglio le esigenze dei consumatori finali e dei fornitori indipendenti di servizi energetici. L'indipendenza del personale di cui al *capoverso 2* impedisce l'insorgenza di conflitti d'interesse e la circolazione di informazioni economicamente sensibili verso operatori di mercato non autorizzati. È possibile rinunciare a ulteriori disposizioni in materia di separazione a livello di ordinanza, tanto più che il gestore della piattaforma dei dati, secondo la concezione legale, è già autonomo dal punto di vista organizzativo come società indipendente e nello svolgimento dei propri compiti deve attenersi alle relative disposizioni in materia di protezione e sicurezza dei dati. Già sulla base di queste disposizioni il gestore della piattaforma è tenuto a impedire che terzi non autorizzati (in particolare aziende attive nel settore energetico) abbiano accesso ai dati raccolti tramite la piattaforma. Per soddisfare tali requisiti si ritiene necessario che il gestore della piattaforma utilizzi un'infrastruttura separata. Il richiedente di cui

all'articolo 8a capoverso 1 deve dimostrare di soddisfare i requisiti per l'organizzazione del gestore della piattaforma.

Art. 8a^{ter} Compiti generali del gestore della piattaforma

Capoverso 1: il gestore della piattaforma è responsabile della gestione sicura, performante ed efficiente della corrispondente infrastruttura dati allo scopo di svolgere i processi di scambio dei dati disciplinati dalla legge e dall'ordinanza. Deve quindi garantire dal punto di vista tecnico e organizzativo che i corrispondenti dati di base e di misurazione (o i relativi aggregati) possano essere scambiati tramite la piattaforma. Dal punto di vista tecnico è tenuto in particolare a provvedere alla manutenzione permanente delle proprie tecnologie di informazione e comunicazione e, se necessario, al loro ulteriore sviluppo tecnologico. Dal punto di vista organizzativo deve occuparsi in particolare dell'autenticazione dei relativi attori (gestori di rete, consumatori finali, fornitori di servizi ecc.). Deve inoltre assicurarsi che le modifiche dei dati di base gli vengano comunicate tempestivamente.

Capoverso 2: questa disposizione garantisce che i consumatori finali, i produttori e i gestori di impianti di stoccaggio possano esercitare il loro diritto alla consegna e alla trasmissione dei dati (art. 17g cpv. 4 lett. e LAEI). A tal fine possono concedere in singoli casi a terzi, tramite la piattaforma, i rispettivi diritti di accesso gratuito ai loro dati di base e di misurazione e, se necessario, revocarli successivamente. Affinché la successiva elaborazione non presenti problemi, la messa a disposizione dei dati deve avvenire in un formato uniforme e leggibile meccanicamente tramite un'interfaccia digitale della piattaforma dati (ad es. un'API). Il gestore della piattaforma garantisce dal punto di vista tecnico e organizzativo che i dati - dati di base attuali e dati delle misurazioni di ogni quarto d'ora degli ultimi cinque anni a partire dal giorno successivo alla misurazione - possano essere pubblicati e trasmessi nella forma corrispondente (cfr. art. 8 cpv. 2 lett. c) sin dal momento della messa in servizio della stessa.

Capoverso 3: la pubblicazione dei dati di base e di misurazione anonimizzati si basa sull'articolo 17g capoverso 4 lettera c LAEI. In tal modo si creano maggiore trasparenza ed efficienza nel mercato dell'energia elettrica, a vantaggio in particolare del mercato dei servizi e delle innovazioni basate sui dati. Ciò contribuirà anche a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, poiché un accesso più agevole dei fornitori ai relativi dati consentirà una migliore qualità delle previsioni. I dati relativi al prelievo e all'immissione in rete devono essere pubblicati con risoluzione di un quarto d'ora e frequenza giornaliera (ovvero il giorno successivo), mensile e annuale. I dati sui sistemi di misurazione installati devono essere pubblicati con cadenza annuale. L'accesso al rispettivo sito web deve essere liberamente accessibile, ossia non vincolato a login o simili. La pubblicazione dei dati in un formato leggibile meccanicamente, ad esempio «.csv», con un modello di dati definito e commentato e un formato non proprietario su un'unica pagina Internet facilitano il riutilizzo dei dati da parte degli utenti degli stessi. In questo modo si evita di ripetere laboriose estrazioni e trasformazioni.

Capoverso 4: un importante scopo della piattaforma consiste nel migliorare la qualità dello scambio di dati e dei dati scambiati. Il gestore della piattaforma pertanto verifica regolarmente che i dati siano messi a disposizione tramite la piattaforma nella qualità richiesta ed entro il termine stabilito nella direttiva di settore. Se necessario, può salvare i dati corrispondenti (cfr. cpv. 6 lett. c).

Capoverso 5: questo capoverso specifica i diritti di accesso delle autorità secondo l'articolo 17g capoverso 3 LAEI. I dati devono essere messi a disposizione delle autorità tramite la piattaforma, se queste ne possiedono i diritti. Per svolgere i propri compiti esecutivi, la EICOM (*lett. a*) necessita dei dati di misurazione e di base nonché dei dati di cui al capoverso 4 (art. 22 LAEI). Tali dati devono essere comunicati in forma pseudonimizzata all'UFE (*lett. b*) per permettergli le valutazioni statistiche necessarie ai fini della preparazione e dell'attuazione di decisioni, atti normativi e programmi in materia di politica energetica (cfr. art. 9 cpv. 3 lett. a Org-DATEC). Secondo l'articolo 30 capoverso 1 LAEI i Cantoni (*lett. c*) hanno compiti esecutivi per il cui adempimento deve essere loro garantito l'accesso in misura corrispondente a dati di base e di misurazione pseudonimizzati (ad es. per ogni numero EGID).

Capoverso 6: questa disposizione stabilisce quali dati vengono salvati sulla piattaforma e a quali scopi. Per i processi di scambio dei dati di cui ai capoversi 1 e 2, i dati di base, da definire più dettagliatamente nella direttiva di settore di cui all'articolo 8 capoverso 2, vengono salvati sulla piattaforma in forma pseudonimizzata (criptati cioè in base al numero del punto di misurazione). Al contrario, i dati di misurazione non vengono in linea di principio memorizzati sulla piattaforma e restano presso gli attori che li hanno rilevati, ad esempio i gestori delle reti di distribuzione. Lo scambio di questi dati attraverso la piattaforma avviene tramite routing dei dati; in deroga a questo principio, secondo le lettere b e c determinati dati di misurazione vengono salvati sulla piattaforma. Da un lato, per la comunicazione dei dati di cui al capoverso 3 devono essere salvati in forma anonimizzata i corrispondenti dati di misurazione, ad esempio i dati aggregati per ogni Comune (*cpv. 6 lett. b*). Dall'altro, il gestore della piattaforma può salvare determinati dati di misurazione in forma pseudonimizzata per i suoi compiti di cui al capoverso 4 (*cpv. 6 lett. c*). Ad esempio, può esaminare la qualità dello scambio di dati basandosi sugli aggregati dei fornitori, dei fornitori del servizio universale e dei gruppi di bilancio e sulle relative correzioni successive nell'ambito della verifica della plausibilità. Per i dati pseudonimizzati solo il consumatore finale può decidere a chi renderli disponibili. Il DATEC stabilisce ulteriori requisiti per la pseudonimizzazione nell'ambito della presentazione della domanda di cui all'articolo 8a.

Art. 8a^{quater} Compiti del gestore della piattaforma nell'ambito della protezione e della sicurezza dei dati

Capoverso 1: il gestore della piattaforma deve garantire la sicurezza dei dati. In particolare, adotta misure adeguate che consentano di evitare violazioni della sicurezza dei dati (art. 8 cpv. 2 LPD). Ciò riguarda in particolare i dati salvati sulla piattaforma, ma anche quelli che vengono solo scambiati attraverso la piattaforma (routing dei dati). Al fine di garantire una protezione adeguata contro le minacce cibernetiche, sono dichiarate vincolanti per il gestore della piattaforma le misure previste dallo standard minimo TIC per il massimo profilo di protezione A di cui all'allegato 1a. Ciò corrisponde ai requisiti previsti per i principali operatori dell'approvvigionamento di energia elettrica (cfr. art. 5a cpv. 1 in combinato disposto con l'allegato 1a). Sono compresi anche audit regolari.

Capoverso 2: i dati di misurazione devono essere distrutti dopo cinque anni, a meno che non siano anonimizzati o rilevanti per il gestore della piattaforma ai fini della fatturazione (cfr. per i gestori di rete l'art. 8d cpv. 3). Non devono invece essere distrutti i dati di base (che sono comunque perlopiù rilevanti ai fini della fatturazione) poiché essi vengono conservati sulla piattaforma per lo scambio di dati di cui ai capoversi 1 e 2.

Il **capoverso 3** garantisce che i dati necessari per l'esercizio della piattaforma non vadano persi qualora il gestore della piattaforma interrompa l'attività o dichiari fallimento. In tal caso il gestore dovrebbe trasmettere i relativi dati al DATEC per consentirgli la tempestiva continuazione dell'esercizio della piattaforma (o eventualmente la creazione di una nuova piattaforma) (cfr. art. 17h cpv. 3 LAEI). Dopo la trasmissione, il gestore della piattaforma distrugge i dati memorizzati in suo possesso, a condizione che non siano più necessari ai fini dello scambio dei dati. Si impedisce in tal modo che i dati passino attraverso la massa fallimentare a terzi che non hanno nulla a che vedere con l'esercizio della piattaforma.

Art. 8a^{quinquies} Conto dei costi del gestore della piattaforma

Capoversi 1 e 2: il gestore della piattaforma copre i propri costi secondo le disposizioni di legge mediante i compensi riscossi dai gestori delle reti di distribuzione per ogni punto di misurazione. Tali compensi si basano sul principio di causalità e devono coprire i costi. Il gestore della piattaforma indica nel conto dei costi i costi alla base del calcolo del compenso.

I *capoversi 3–5* contengono disposizioni per il calcolo dei costi d'esercizio e del capitale. Per il calcolo dei costi del capitale, conformemente al *capoverso 4* si applicano per analogia le disposizioni dell'articolo 13 *capoversi 2 e 3*. I proventi derivanti dal compenso per la remunerazione dei beni patrimoniali necessari all'esercizio della piattaforma sono versati ai proprietari delle quote proporzionalmente ai loro conferimenti (*cpv. 5*). Questa disposizione si basa sul fatto che, per legge, il gestore della piattaforma non opera a scopo di lucro e di conseguenza non corrisponde ai proprietari delle quote prestazioni valutabili in denaro, p. es. i dividendi (*cpv. 5 secondo periodo*). Inoltre, il divieto di rimborso dei conferimenti impedisce il rimborso delle quote ai rispettivi proprietari. Il suddetto versamento ai proprietari delle quote è pertanto inteso a garantire che questi ultimi siano indennizzati almeno per il mancato introito dovuto al capitale vincolato al conferimento.

Capoverso 6: il conto dei costi deve essere presentato ogni anno alla EICom. Ai sensi dell'articolo 22 *capoverso 2 lettera g LAEI* la EICom verifica i costi e i compensi del gestore della piattaforma. Quest'ultimo è tenuto a mettere a disposizione della EICom la documentazione necessaria a tale scopo (art. 25 *cpv. 1 LAEI*). Nei limiti della propria attività di vigilanza la EICom può stabilire quale forma debbano rispettare tali documenti, ad esempio se sia necessario trasmetterli elettronicamente in un determinato formato oppure caricarli in tale formato su un'apposita maschera Internet della EICom.

Art. 8a^{sexies} Sistemi di misurazione intelligenti

Poiché il vigente articolo 8a diventa l'articolo 8a^{sexies}, a cui è stato anche aggiunto un *capoverso*, i precedenti *capoversi* vengono numerati in modo progressivo.

Secondo il nuovo *capoverso 9 primo periodo* i gestori di rete hanno tre mesi di tempo per adempiere al diritto legale di installare un contatore intelligente. Il termine decorre dal momento in cui il diritto è fatto valere presso il gestore di rete. Ciò riguarda nello specifico i raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) e i gestori di impianti di stoccaggio. Il *secondo periodo* contiene una precisazione riguardante gli RCP. Secondo la normativa attuale, tali raggruppamenti possono avere un unico punto di misurazione, al quale si limita l'obbligo di misurazione del consumo di elettricità da parte del gestore di rete. Il rilevamento dei consumi di energia elettrica e la loro attribuzione ai singoli partecipanti rientra nelle competenze dell'RCP: questa norma rimane invariata. Di conseguenza, oltre al punto di misurazione già esistente dell'RCP, per i singoli partecipanti non sussiste alcun diritto all'installazione di un sistema di misurazione intelligente. Ciò riguarda, per così dire, i contatori dei consumi interni all'RCP. Ora è però possibile che un RCP abbia più punti di misurazione; in tal caso, l'obbligo di misurazione del gestore di rete si estende a questi punti di misurazione supplementari. Si parla di RCP virtuale perché il gestore di rete è tenuto a sommare i consumi misurati e a trattare l'RCP come un unico consumatore finale, indipendentemente dalla presenza di più punti di misurazione. Può accadere, ad esempio nel caso delle case plurifamiliari, che un'economia domestica non partecipi all'RCP e i relativi consumi debbano quindi essere esclusi. Poiché l'intenzione del legislatore in relazione a questi RCP virtuali era di «semplificare» l'attuazione del consumo proprio comune (FF 2021 1666, pag. 55), i proprietari fondiari del raggruppamento possono decidere se il loro RCP debba avere più di un punto di misurazione in cui il gestore della rete di distribuzione effettua la misurazione conformemente alle prescrizioni di legge.

Art. 8d Gestione dei dati provenienti da sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti

Occorre prima di tutto sottolineare che l'estensione di un eventuale trattamento di dati personali dipende dallo scopo del trattamento stesso e che possono essere trattati, nell'estensione richiesta, solo i dati necessari a tale scopo.

Il *capoverso 1* stabilisce chi può trattare i dati provenienti da sistemi di misurazione intelligenti. A tale proposito va chiarito che per la legislazione sulla protezione dei dati i gestori di rete sono da considerarsi organi federali secondo l'articolo 2 *capoverso 1 lettera b* in combinato disposto con l'articolo 33 segg.

LPD 6. L'UFE condivide pertanto il parere del Tribunale amministrativo federale su questo punto (DTAF A-2372/2021 consid. 4.2), secondo cui, tenuto conto del rapporto fondamentale di diritto pubblico esistente tra il gestore di rete e il consumatore finale⁷, si applicano le disposizioni della LPD valide per gli organi federali e non quelle valide per i privati.⁸

Per garantire la protezione dei dati è necessaria una base legale formale qualora un organo federale tratti dati personali degni di particolare protezione o effettui una profilazione oppure se il trattamento dei dati comporta una grave ingerenza nei diritti fondamentali. Di conseguenza, e viceversa, il trattamento di dati personali può essere disciplinato nell'ordinanza solo se non si tratta di uno dei casi esplicitamente menzionati sopra.

Secondo l'articolo 8d capoverso 1 lettere a e b nonché il capoverso 4 OAEI i sistemi di misurazione intelligenti conteggiano e registrano costantemente l'elettricità. Il sistema di misurazione intelligente misura il consumo di elettricità ogni quarto d'ora e memorizza i dati misurati per almeno 60 giorni. Di regola questi dati vengono trasmessi automaticamente una volta al giorno ai gestori di rete. I dati personali sono pertanto i dati di base e di misurazione di cui all'allegato 1a: non si tratta né di dati degni di particolare protezione né di profilazione. La nozione di dati personali degni di particolare protezione è definita in modo esaustivo nell'articolo 5 lettera c LPD. Come già finora, tali dati comprendono dati concernenti le opinioni o attività religiose, filosofiche, politiche o sindacali, la salute, la sfera intima, l'appartenenza a una razza o a un'etnia, perseguimenti e sanzioni amministrativi e penali o misure d'assistenza sociale. Per profilazione ai sensi dell'articolo 5 lettera f LPD si intende qualsiasi tipo di trattamento automatizzato di dati personali consistente nell'utilizzo degli stessi volto a valutare determinati aspetti personali di una persona fisica, in particolare per analizzare o prevedere aspetti concernenti il rendimento professionale, la situazione economica, la salute, le preferenze, gli interessi, l'affidabilità, il comportamento, i luoghi di permanenza e gli spostamenti di tale persona. Nell'ambito della trasmissione dei dati del sistema di misurazione intelligente non viene effettuata una valutazione degli aspetti personali né una profilazione ai sensi della LPD.

Nei capoversi 1 e 2 è stata stralciata l'espressione «senza il consenso della persona interessata» perché imprecisa. In questo caso il trattamento dei dati è consentito, poiché l'articolo 34 capoversi 1 e 2 LPD costituisce la base legale corrispondente. Sono fatti salvi i casi in cui è prescritto un consenso secondo il diritto speciale (p. es. art. 8e cpv. 2 lett. j oppure h), che quindi dev'essere richiesto.

Inoltre, le disposizioni esistenti saranno adeguate alle modifiche di legge relative all'utilizzo della flessibilità.

Con il capoverso 2 lettere a e b vengono definiti nell'ordinanza gli scopi ammessi per la comunicazione dei dati, conformemente alla legislazione sulla protezione dei dati.

Capoverso 3: il termine di conservazione dei dati è ora di cinque anni. Per «rilevanti ai fini della fatturazione» si intendono essenzialmente i dati delle misurazioni quali i valori del consumo cumulati e le curve individuali dei carichi di 15 minuti. Inoltre, occorre sapere che i dati «anonimizzati» non costituiscono più dati personali ai sensi dell'articolo 5 lettera a LPD. La legge, infatti, non si applica ai dati che sono stati anonimizzati se non è possibile una reidentificazione da parte di terzi (anonimizzazione completa e definitiva) oppure se quest'ultima sarebbe possibile solo compiendo uno sforzo che nessun interessato sarebbe disposto a sostenere. Quest'ultima regola vale anche per i dati pseudonimizzati.⁹

Il rimando all'articolo 8 capoverso 3 è stato modificato poiché il contenuto principale di questa disposizione è ora disciplinato dall'articolo 17f capoverso 1 LAEI.

Capoverso 5: Questo capoverso è stato abrogato perché trattandosi di organi federali l'obbligo di garantire una protezione adeguata dei dati deriva direttamente dall'articolo 1 OPDa.

⁶ RS 235.1

⁷ Si veda consid. 4.1.2.

⁸ Cfr. Spielmann, art. 17c LAEI, consid. 12 segg.; in generale DTF 2012/14 consid. 4.2 segg.

⁹ Messaggio concernente la legge federale relativa alla revisione totale della legge sulla protezione dei dati e alla modifica di altri atti normativi sulla protezione dei dati, FF 2017 5939.

Art. 9 e 10

La disposizione concernente la fatturazione contenuta nell'attuale articolo 9 viene trasferita nell'articolo 7a capoverso 1; la disposizione concernente la pubblicazione di determinate informazioni viene trasferita dall'attuale articolo 10 all'articolo 7b.

Art. 13a **Attribuzione dei costi per i provvedimenti adottati in caso di minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto**

Se i provvedimenti da adottare secondo l'articolo 20a LAEI corrispondono ai compiti ordinari di un gestore della rete di distribuzione secondo l'articolo 8 capoverso 1 lettera a LAEI, questi deve assumerne i costi. Non è giustificato attribuire ora questi costi alla rete di trasporto per trasferirli a tutti i consumatori finali (art. 20a cpv. 5 primo periodo LAEI). I suddetti provvedimenti consistono in particolare nella commutazione, nella regolazione e nel monitoraggio nonché nell'ottimizzazione dei carichi tramite la gestione del carico e gli impianti di telecontrollo.

Lo stesso vale in linea di principio anche per i costi sostenuti da produttori, consumatori finali e gestori di impianti di stoccaggio per la preparazione e l'attuazione delle misure di cui all'articolo 20a LAEI. Se tali costi sono sostenuti da questi utenti della rete nell'ambito del loro obbligo generale di sostenere il proprio gestore della rete di distribuzione nell'attuazione di misure volte a garantire l'esercizio sicuro della stessa (art. 8 cpv. 1^{bis} primo periodo LAEI), è opportuno che un'eventuale solidarietà per l'assunzione dei costi computabili si applichi a livello della rete di distribuzione. Poiché la maggior parte delle misure al servizio della rete adottabili presso gli utenti della rete è in primo luogo – o perlomeno anche – nell'interesse della rete di distribuzione stessa, ciò riguarda la stragrande maggioranza delle possibili misure.

Se invece a un produttore, un consumatore finale o un gestore di un impianto di stoccaggio derivano costi per il solo fatto di sostenere la società nazionale di rete nello svolgimento dei suoi compiti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete di trasporto e di concordare con quest'ultima i provvedimenti necessari a prevenire o eliminare una minaccia per tale esercizio (art. 20a cpv. 1 LAEI), è invece appropriato attribuire tali costi alla rete di trasporto secondo l'articolo 20a capoverso 5 LAEI. Ciò vale indipendentemente dal livello di rete al quale è collegato l'utente di rete in questione. Di conseguenza il messaggio concernente la revisione della LAEI stabilisce riguardo all'obbligo di sostegno di cui all'articolo 8 capoverso 1^{bis} primo periodo che è indifferente che gli utenti della rete assoggettati a questo obbligo siano allacciati direttamente o indirettamente alla rete del gestore di rete e che l'entità del suddetto obbligo dipende di volta in volta dal soggetto concreto e dal suo possibile influsso sulla sicurezza della rete (v. messaggio concernente la legge federale del 18 giugno 2021 su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, FF 2021 1666 pag. 79).

L'attribuzione dei costi alla rete di trasporto è giustificato se un utente della rete deve sostenerli per seguire un'istruzione derivante dall'attuazione di un ordine impartito dalla società nazionale di rete in caso di minaccia grave e imminente per l'esercizio sicuro della rete (art. 8 cpv. 1^{bis} secondo periodo in combinato disposto con l'art. 20a cpv. 3 LAEI). Se, ad esempio, un'istruzione di questo tipo comporta costi per l'energia di compensazione, questi costi sono computabili nella rete di trasporto, a condizione che siano necessari per il suo esercizio sicuro, performante ed efficiente.

Va sottolineato che queste minacce devono costituire situazioni eccezionali che si verificano, semmai, molto raramente e non sono causate dall'esercizio normale (si veda in proposito anche il n. marg. 110 della decisione della ECom 212-00402 del 4 aprile 2024 e gli esempi ivi citati; consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazione > Decisioni > Decisioni 2024).

Art. 13e **Potenziamenti dovuti alla produzione: costi**

Per quanto riguarda il meccanismo di assunzione solidale dei costi per i potenziamenti di rete dovuti alla produzione, il legislatore distingue tra impianti di produzione allacciati alla rete a bassa tensione oppure a media tensione (o superiore). Tuttavia non ha specificato quale regime di solidarietà si debba

applicare agli impianti di produzione collegati direttamente al livello di trasformazione tra la rete a bassa e quella a media tensione. Il *capoverso 1* assegna alla rete a media tensione gli impianti allacciati direttamente al livello dei trasformatori (seguono quindi la sistematica di cui all'art. 15b cpv. 3 LAEI), poiché una remunerazione forfetaria secondo l'articolo 15b capoverso 4 LAEI non è appropriata dato il numero esiguo di casi.

Al livello della media tensione il processo è analogo a quello esistente nei limiti della deroga di cui all'articolo 22 capoverso 3 OAEI, ora sostituito dalla nuova norma.

Secondo il *capoverso 2*, la remunerazione forfetaria ammonta a 59 franchi una tantum per kW di nuova potenza di produzione installata. Oltre alla remunerazione forfetaria prevista dalla legge non vi è spazio per ulteriori remunerazioni: i gestori di rete a monte, ad esempio, non hanno diritto alla remunerazione dei costi di rete sostenuti per l'allacciamento dell'impianto di produzione nella rete a bassa tensione.

L'importo massimo per il potenziamento delle linee di raccordo secondo l'articolo 15b capoverso 5 LAEI è di 50 franchi per kW di nuova potenza di produzione installata (cpv. 3). La remunerazione non può in ogni caso superare i costi d'investimento dichiarati.

L'articolo 15 capoverso 3 LAEI definisce i costi del capitale come parte dei costi di rete computabili. I costi del capitale si compongono degli ammortamenti calcolatori (art. 15 cpv. 3 lett. a LAEI) e degli interessi calcolatori (art. 15 cpv. 3 lett. b LAEI). Le remunerazioni devono essere dedotte dalle immobilizzazioni regolatorie (cfr. anche i commenti all'art. 13f cpv. 3 lett. c di seguito). L'obiettivo di questa norma è quello di remunerare solo gli investimenti al netto della remunerazione. Gli ammortamenti possono essere effettuati non appena è stato realizzato un potenziamento della rete. La EICom stabilirà le modalità di attuazione di questa disposizione.

Art. 13f Potenziamenti della rete e delle linee di raccordo dovuti alla produzione: compiti

In base all'articolo 15b LAEI i gestori delle reti di distribuzione svolgono diversi compiti: secondo l'articolo 13f capoverso 1, sulla base dei verbali di messa in esercizio conteggiano mensilmente con la società nazionale di rete le remunerazioni forfetarie per i potenziamenti della rete (*lett. a*). Inoltre, raggruppano le singole domande dei produttori per il potenziamento delle linee di raccordo, le trasmettono mensilmente alla società nazionale di rete in un unico pacchetto e restituiscono la remunerazione ai produttori. In tal modo la società nazionale di rete può organizzare il proprio processo in modo efficiente. Inoltre comunicano annualmente alla EICom informazioni sugli impianti di produzione allacciati e l'importo annuo degli investimenti effettuati nella rete a bassa tensione (*lett. a n. 2*). Queste informazioni servono al monitoraggio e alla determinazione dell'ammontare della remunerazione forfetaria. Ciò consente alla EICom e all'UFE di adempiere ai propri compiti esecutivi, monitorare l'attuazione dell'articolo 15b LAEI e, se necessario, adeguare le disposizioni dell'ordinanza. Infine i gestori delle reti di distribuzione indicano ogni anno nel rapporto di gestione i potenziamenti di rete effettuati e le remunerazioni ricevute secondo l'articolo 11 capoverso 1 LAEI (*lett. c*). In questo modo si crea una trasparenza minima senza grandi sforzi. Il consumatore finale, che deve assumersi in forma solidale i relativi costi aggiuntivi, sarà quindi informato su quale gestore di rete beneficia delle nuove energie rinnovabili auspiccate e in quale misura, poiché anche terzi partecipano sempre più alla produzione di elettricità e alla transizione auspicata e con le nuove remunerazioni forfetarie si mettono a disposizione dei gestori di rete ingenti somme di denaro.

Gli oneri sostenuti dai gestori di rete nell'ambito dell'esecuzione dell'articolo 15b LAEI rientrano fra i costi computabili.

I gestori della rete di distribuzione elaborano basi armonizzate a livello nazionale (*lett. d*) per consultare presso i produttori i dati rilevanti (p. es. potenza e tecnologia dell'impianto di produzione rinnovabile all'origine del potenziamento della rete, costi totali del potenziamento, costi rilevanti per l'articolo 15b LAEI [potenziamento della linea dal confine particellare fino al punto di allacciamento alla rete] e costi che danno diritto al contributo, tenendo conto del limite massimo, del livello di rete e della lunghezza della linea di raccordo), nonché per trasmetterli alla società nazionale di rete ed elaborarli in forma

unitaria. Ciò consente alla società nazionale di rete una gestione più efficiente e alla EICom di effettuare verifiche a campione.

Secondo l'articolo 13f capoverso 2, la società nazionale di rete versa le remunerazioni forfetarie richieste per i potenziamenti della rete e per il potenziamento delle linee di raccordo (*lett. a*) e riferisce annualmente alla EICom in merito alle remunerazioni versate (*lett. b*). Gli oneri sostenuti dalla società nazionale di rete nell'ambito dell'esecuzione dell'articolo 15b LAEI rientrano fra i costi computabili.

Secondo l'articolo 13f capoverso 3, la EICom esamina e approva le domande di potenziamento della rete a media tensione e del livello di trasformazione (*lett. a*), effettua controlli a campione riguardanti i potenziamenti della rete e la remunerazione dei potenziamenti delle linee di raccordo (*lett. b*) e disciplina in che modo i gestori di rete debbano trattare nelle immobilizzazioni i potenziamenti della rete remunerati e i corrispondenti beni patrimoniali (*lett. c*). I gestori della rete di distribuzione iscrivono al passivo i pagamenti delle remunerazioni ricevute dalla società nazionale di rete attraverso importi negativi nelle immobilizzazioni regolatorie e li ammortizzano insieme ai potenziamenti della rete entro un determinato periodo. Ciò impedisce che i gestori di rete possano conseguire un ricavo dalla parte di investimenti per la quale ricevono una remunerazione.

Art. 15 cpv. 1 lett. c e 2 lett. b

In occasione della presente revisione della OAEI viene corretta la punteggiatura nel capoverso 1 lettera c del testo tedesco. Non sono state operate modifiche materiali a questa disposizione.

Capoverso 2: i potenziamenti della rete dovuti alla produzione sono ora disciplinati nell'articolo 15b LAEI e il rimando deve essere adeguato di conseguenza.

Art. 16 cpv. 3

Applicazione per analogia dell'articolo all'allacciamento e all'esercizio di impianti di stoccaggio senza consumo finale. Ciò corrisponde all'attuale interpretazione della EICom, che viene ora ripresa esplicitamente nell'articolo dell'ordinanza.

Art. 18b Esenzione dall'obbligo di versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Determinati prelievi di energia elettrica da parte di centrali elettriche (tra cui le centrali di pompaggio) e dalla rete di trazione ferroviaria erano esonerati dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete già in base alla precedente normativa. Finora l'esenzione è stata stabilita escludendo i partecipanti dalla definizione di consumatore finale; con la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili questa eccezione decade e anche questi sono considerati consumatori finali. In linea di principio i consumatori finali pagano un corrispettivo per l'utilizzazione della rete (art. 14 cpv. 2 LAEI) e di norma sono gravati da ulteriori costi, come ad esempio il supplemento rete per la promozione delle energie rinnovabili. Tuttavia, con la nuova normativa il legislatore non ha voluto introdurre nuovi oneri per gli impianti finora esentati; lo scopo dell'articolo 14a LAEI è un'«esenzione». In tal senso, l'ordinanza chiarisce che tali elementi continuano a non essere dovuti qualora esista un'esenzione dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Gli impianti di stoccaggio senza consumo finale, ora esentati dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, sono trattati allo stesso modo.

Art. 19 Studi comparativi di efficienza, verifica delle tariffe per l'utilizzazione della rete e per l'elettricità o di singole componenti di costo

Capoverso 1: la EICom può ancora effettuare confronti di efficienza ai fini della verifica delle tariffe e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché delle tariffe dell'energia elettrica. A tal fine può ricorrere ai costi di gestori di rete comparabili. Tuttavia, per quanto riguarda i costi di utilizzazione della rete, la EICom può ora limitarsi anche a singole componenti di costo di una rete efficiente, di una fornitura efficiente di energia ai consumatori finali nel servizio universale o di misurazioni efficienti nel servizio universale.

Al fine di garantire l'adeguatezza di eventuali raffronti statistico-econometrici dell'efficienza complessiva dei costi di rete, è opportuno coinvolgere tramite consultazione le parti interessate per conoscere meglio le rispettive specificità. Ciò significa che la ECom informa in particolare il settore elettrico sui metodi utilizzati. La decisione finale sul loro utilizzo spetta alla ECom.

Capoverso 2: il confronto deve essere effettuato sulla base di criteri appropriati. Ciò significa soprattutto prendere anche in considerazione le differenze non riconducibili a un esercizio efficiente, per esempio strutture di rete notevolmente diverse, livelli qualitativi diversi o diversi gradi di ammortamento degli impianti. A differenza dell'attuale articolo 19 capoverso 1, tuttavia, non viene però più richiesto per il confronto dell'efficienza di fare riferimento a valori internazionali comparabili, poiché il sistema di regolazione svizzero si differenzia dagli altri sistemi di regolazione. In questo modo aumenta l'applicabilità di questa norma.

Capoverso 3: gli articoli 4f e 18b sulle differenze di copertura rendono obsoleto il precedente articolo 19 capoverso 2. La correzione di tariffe ingiustificate per l'utilizzazione della rete, per l'elettricità o per le misurazioni vengono apportate tramite le differenze di copertura. In tal modo i costi che dal confronto risultano ingiustificati sono compensati attraverso una riduzione delle tariffe in questione, compensazione che deve avvenire come di consueto entro tre anni tariffari.

Art. 22 cpv. 3–5

In virtù del nuovo articolo 15b LAEI e delle disposizioni esecutive contenute negli articoli 13e e 13f dell'ordinanza decadono i precedenti capoversi 3–5 dell'articolo 22.

Art. 26d

Capoverso 1: per quantificare l'evoluzione della trasparenza a favore dei consumatori finali e contribuire così a una qualità adeguata e a una maggiore efficienza delle prestazioni, i risultati ottenuti dalla ECom in virtù dell'articolo 22a LAEI sono pubblicati annualmente.

Dal punto di vista del diritto in materia di protezione dei dati la ECom è autorizzata a rendere accessibili i dati personali ai sensi dell'articolo 36 capoverso 5 LPD attraverso una procedura di richiamo.

Capoverso 2: per assicurare la comparabilità dei risultati è essenziale che la ECom garantisca una certa coerenza nello svolgimento dei diversi confronti nei settori di cui all'articolo 22a capoverso 2 LAEI. In particolare, il confronto dei costi di rete deve avvenire tra gestori delle reti di distribuzione con caratteristiche strutturali simili (art 19 OAEI). A tal fine la ECom tiene conto in particolare dei costi indennizzati dalla società nazionale di rete e inclusi nelle tariffe della rete di trasporto derivanti dall'allacciamento di un impianto per il potenziamento della rete (art. 15b LAEI). Inoltre, per determinati confronti può essere opportuno che la ECom tenga conto solo di determinati gestori delle reti di distribuzione. Per aumentare la significatività dei confronti può consultare prima della pubblicazione il settore in merito agli indicatori utilizzati. Per migliorare la comparabilità dei risultati relativi ai costi di rete, la ECom può impiegare in particolare anche metodi statistico-econometrici per il confronto dei costi di rete complessivi, al fine di rilevare meglio le differenze tra i gestori di rete rispetto a quanto non avvenga ricorrendo agli indicatori specifici dei livelli di rete.

Capoverso 3: l'articolo 22a capoverso 3 sancisce il principio secondo cui la regolazione Sunshine nel settore delle reti deve essere sostituita da una regolazione per incentivi se non si constata un sufficiente aumento dell'efficienza con corrispondenti ripercussioni sui costi di rete. A questo proposito, l'UFE redige ogni quattro anni un rapporto per valutare questo sviluppo sotto il profilo quantitativo. A tal fine l'UFE tiene conto dei risultati pubblicati dalla ECom e può effettuare anche confronti econometrici dell'efficienza. Tali confronti sono più vantaggiosi poiché tengono conto delle differenze tra i comprensori dei gestori di rete in modo molto più completo di quanto non sarebbe possibile attraverso gli indicatori di costo nel quadro della regolazione Sunshine. A tal fine la ECom deve tuttavia assicurarsi di mettere a disposizione dell'UFE tutte le informazioni necessarie a tale confronto, comprese quelle non rilevate nell'ottica della presente normativa.

Art. 27

Capoverso 2: Il contenuto normativo dell'articolo 5 capoverso 6 abrogato viene ripreso qui. Da un lato, questo contenuto normativo è ancora necessario; dall'altro, esso appartiene sul piano tematico all'articolo 27.

Capoverso 4: i rappresentanti dei consumatori finali, dei produttori e dei fornitori di servizi del settore elettrico devono partecipare alla definizione delle direttive di cui all'articolo 8 capoverso 2. A causa di questa regolamentazione indipendente, l'obbligo di consultazione di cui al periodo 1 non è appropriato per questa direttiva; il paragrafo 4 è stato adattato di conseguenza.

Art. 31o

Capoverso 1: secondo la prassi attuale della ECom gli impianti di stoccaggio senza consumo finale non hanno diritto al servizio universale. A seguito della modifica della definizione all'articolo 4 capoverso 1 lettera b della LAEI riveduta, che prevede espressamente la qualità di consumatore finale anche per il prelievo ai fini dello stoccaggio, con l'entrata in vigore di questa disposizione la prassi cambierà. Per creare un quadro generale e una determinata certezza (giuridica) per i gestori di rete e degli impianti di stoccaggio è necessaria una disposizione transitoria su come fare valere il diritto al servizio universale. Poiché può trattarsi di quantitativi elevati, è previsto un termine di preavviso di tre mesi per la richiesta di avvalersi di tale diritto.

N. III

Nel quadro della Strategia Reti elettriche, il 1° giugno 2019 era entrata in vigore una modifica temporanea degli articoli 4–4c per un periodo inizialmente di poco inferiore ai quattro anni (RU 2019 1381). Con la modifica dell'OAEI del 23 novembre 2022 (RU 2022 772) la validità della presente versione degli articoli 4–4c è stata prorogata fino alla fine del 2030. A questo periodo di validità limitato della modifica è stato accidentalmente assoggettato anche l'attuale articolo 4d (differenze di copertura nel servizio universale). Parallelamente agli articoli 4–4c, durante lo stesso periodo anche per l'articolo 24 capoverso 2 primo periodo è in vigore una versione leggermente diversa. Quest'ultimo aspetto ha una motivazione puramente formale: come l'articolo 24 capoverso 2 primo periodo, anche le versioni temporanee degli articoli 4–4c rimandano all'ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia (OPEn; RS 730.03). Con una modifica temporanea dell'articolo 24 capoverso 2 primo periodo l'abbreviazione del titolo dell'ordinanza sulla promozione dell'energia è stata inserita nella giusta posizione.

Poiché gli articoli 4–4c sono ora riformulati, il loro termine decade. Lo stesso vale per la scadenza (accidentale) dell'articolo 4d, poiché questa disposizione è ora classificata nell'articolo 4f. Allo stesso tempo risulta superflua la scadenza dell'articolo 24 capoverso 2 primo periodo, tanto più che con le presenti modifiche l'abbreviazione del titolo dell'ordinanza sulla promozione dell'energia è già stata introdotta nell'articolo 4 capoverso 2 lettera d.