



21 febbraio 2024

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili: Modifica dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico

Rapporto esplicativo concernente l'avamprogetto per la consultazione

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Punti essenziali dell'avamprogetto.....	1
2.1	Organizzazione del servizio universale	1
2.2	Tariffe di rete	2
2.3	Assunzione solidale dei costi per i potenziamenti	3
2.4	Metrologia	5
2.5	Flessibilità	6
2.6	Comunità locali di energia elettrica.....	7
2.7	Piattaforma dei dati	8
2.8	Regolazione Sunshine	8
2.9	Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso	9
3.	Ripercussioni finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni	13
3.1	Flessibilità	13
3.2	Piattaforma dei dati	13
3.3	Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso	13
4.	Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società	14
4.1	Organizzazione del servizio universale	14
4.2	Tariffe di rete	15
4.3	Metrologia	15
4.4	Comunità locali di energia elettrica.....	15
4.5	Regolazione Sunshine	15
5.	Rapporto con il diritto europeo	15
5.1	Tariffe di rete	15
5.2	Comunità locali di energia elettrica.....	16
5.3	Piattaforma dei dati	16
5.4	Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso	16
6.	Commenti ai singoli articoli	16

1. Situazione iniziale

Il 29 settembre 2023, nel quadro 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 rende necessaria una revisione dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71).

2. Punti essenziali dell'avamprogetto

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 eliminarli.

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. Come in precedenza, i costi amministrativi e di distribuzione possono essere inclusi nelle tariffe del servizio universale.

Potenziamento della produzione a partire da energie rinnovabili nel servizio universale

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 nazionale rinnovabile. Queste quote minime fanno sì che la clientela riceva effettivamente una determinata quantità di elettricità rinnovabile nel servizio universale (e non solamente le corrispondenti garanzie di origine).

La prima quota minima riguarda la cosiddetta produzione propria ampliata (art. 4 cpv. 1 lett. c^{bis} LAEI) generata da energie rinnovabili. 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 partner (ossia daprelievi effettuati in virtù di 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). Le disposizioni esecutive del Consiglio federale prevedono in linea di principio che almeno la metà di questa produzione propria ampliata generata da energie rinnovabili sia venduta nel servizio universale. 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. I fornitori del servizio universale con un'elevata produzione propria ottengono quindi un certo margine di manovra.

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. Le disposizioni esecutive del Consiglio federale stabiliscono al riguardo che il portafoglio energetico nel servizio universale includa una quota minima di produzione nazionale rinnovabile almeno del 20 per cento. Se non è già raggiunta tramite la vendita obbligatoria della metà della «produzione propria ampliata», questa quota minima deve essere aumentata in modo corrispondente oppure si devono stipulare in aggiunta contratti a medio o lungo termine riguardanti le energie rinnovabili indigene (sono possibili contratti con singole centrali o contratti che riuniscono la produzione in un portafoglio). Tali contratti di acquisto di energia elettrica (noti anche come «Power Purchase Agreements», PPA) devono avere una durata di almeno tre anni, altrimenti non hanno molto senso. Il loro obiettivo non consiste soltanto nel garantire a medio e lungo termine le quantità di energia per il servizio universale. Per il legislatore era importante, in particolare, anche garantire ai produttori di energie rinnovabili la possibilità di assicurare le proprie vendite e di trasformare i PPA, al di fuori degli incentivi statali, in una nuova fonte di reddito sicura e pianificabile. 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 (ECom) 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 PPA meno di 4,5 TWh¹.

Riduzione dei rischi e tariffe più stabili

Inoltre, è introdotto l'obbligo 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 così al minimo i rischi legati ai prezzi. 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».

2.2 Tariffe di rete

Riguardo alle tariffe di rete si punta a rafforzare il principio di causalità nell'imputazione dei costi per l'utilizzazione della rete attraverso una tariffazione maggiormente orientata ai costi. In questo modo i consumatori finali flessibili sono più incentivati a orientare il proprio prelievo di elettricità in base al carico della rete elettrica, alleggerendo così la rete stessa. Infine, attraverso corrispettivi per l'utilizzazione della rete meno legati al consumo è più facile addebitare ai consumatori in regime di consumo proprio i costi di rete da essi causati. A lungo termine, grazie a corrispettivi per l'utilizzazione della rete più flessibili si possono ridurre i futuri costi di ampliamento della rete. Nel caso dell'imputazione dei costi di rete il più possibile basata sul principio di causalità occorre tenere presente che questi costi dipendono in gran parte dalla struttura e in larga misura dalla potenza. Secondo lo studio sulle tariffe di rete condotto da Consentec et al («Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie», 2021, studio commissionato dall'Ufficio federale dell'energia [UFE]), i costi legati al consumo rappresentano solamente il 10 per cento. Oltre a un maggior rispetto del principio di causalità, le tariffe di rete devono però continuare a incentivare l'utilizzo efficiente dell'energia elettrica e un esercizio stabile e sicuro della rete (art. 14 cpv. 3 lett. e LAEI).

Introduzione delle tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete

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.

Per potenziare il principio di causalità e introdurre gli incentivi necessari, occorre in particolare consentire l'introduzione e la diffusione di tariffe dinamiche di rete. Poiché queste tariffe sono variabili nel tempo e rispondono alla scarsità contingente della rete, esse possono essere controllate meglio rispetto a quelle fisse. In questo modo le tariffe dinamiche di rete forniscono segnali più adatti per l'utilizzazione della rete. In linea di principio possono essere applicate ai costi di rete complessivi, tenendo conto tuttavia del fatto che i costi strutturali (ubicazione della rete ecc.) dipendono solo in parte dal carico della rete (picchi di prelievo).

Per attuare una tariffa dinamica è necessario, tra le altre cose, utilizzare sistemi di misurazione intelligenti che consentono una sufficiente risoluzione temporale della tariffa (p. es. di 15 minuti o oraria). A tal fine vengono stabiliti requisiti minimi (risoluzione oraria). Introducendo tariffe di rete dinamiche, il gestore di rete può prevedere anche prezzi della potenza più elevati rispetto ai precedenti. I prezzi dinamici possono includere un limite minimo adeguato a coprire i costi strutturali (generati indipendentemente dall'utilizzazione della rete). Ciò significa che i costi strutturali sono inclusi direttamente e in modo analogo nei corrispettivi per l'utilizzazione della rete dinamici (nella maggior parte dei casi prezzi di lavoro) oppure possono essere richiesti prezzi di base o di potenza aggiuntivi. Questi ultimi componenti dovrebbero essere moderati, mentre dovrebbe prevalere la parte dinamica.

Se i gestori delle reti di distribuzione (in particolare quelli più piccoli) non desiderano introdurre una tariffa dinamica nel proprio comprensorio, hanno l'ulteriore possibilità di introdurre una tariffa di potenza differenziata nel tempo in base ai picchi di carico storici. In tal caso la quota minima per il prezzo del lavoro può essere ridotta al 50 per cento.

Diversamente, nella determinazione delle tariffe per i consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 50 MWh si continua ad applicare una quota minima del 70 per cento per il prezzo di lavoro. Per i consumatori finali con un consumo annuo più elevato, l'ordinanza non prevede al momento disposizioni specifiche.

Trasferimento dei costi tra i livelli di rete in funzione del principio di causalità

Un ulteriore miglioramento nelle tariffe di rete risulta dal fatto che le percentuali di traslazione dei costi tra i singoli livelli di rete sono maggiormente adeguate alle strutture dei costi. La percentuale legata alla potenza viene innalzata al 90 per cento. Per la componente legata al lavoro, che nella traslazione rappresenta soltanto il 10 per cento, si applica ora il cosiddetto principio dell'importo netto. Viene presa in considerazione la direzione effettiva del flusso di elettricità (ossia se nel complesso l'elettricità fluisce dal livello di rete superiore a quello inferiore o viceversa). A tal fine si considerano le immissioni nel rispettivo livello di rete e le reimmissioni nei livelli di rete più elevati. Inoltre, vengono chiarite anche le incertezze giuridiche relative al conteggio delle quote legate alla potenza.

2.3 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 possano essere trasferiti alla Società nazionale di rete sulla base di una domanda e previa autorizzazione della ElCom. 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 è corrisposto per ogni allacciamento e 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 l'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 di trasparenza previsti dall'ordinanza dovrebbero fornire un contributo in tal senso. 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. In questo ambito 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.

Questa nuova norma è finalizzata in particolare a ottimizzare l'occupazione dei tetti con impianti fotovoltaici nelle zone rurali. I costi per la parte della linea di raccordo sul fondo restano invece a carico del produttore.

2.4 Metrologia

Poiché il legislatore si è opposto all'apertura del mercato nel settore della metrologia, i gestori di rete rimangono gli unici responsabili delle misurazioni nel loro comprensorio. Le nuove disposizioni di legge prevedono tuttavia un'imputazione più trasparente dei costi di misurazione e non ammettono più l'assunzione solidale nei costi di rete. In particolare, i gestori di rete sono tenuti a stabilire e pubblicare tariffe di misurazione fondate sul principio di causalità sulla base dei loro costi di misurazione computabili. Il compenso per la misurazione è da considerarsi per ogni punto di misurazione e deve essere indicato nella fattura separatamente dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Limiti massimi delle tariffe di misurazione e obblighi di informazione in materia di efficienza energetica

Queste disposizioni per l'imputazione dei costi di misurazione vengono ulteriormente specificate a livello di ordinanza. Analogamente alle tariffe per l'utilizzazione della rete e del servizio universale, le tariffe di misurazione devono essere ridefinite per ogni anno civile. Inoltre il Consiglio federale stabilisce le basi per il calcolo dei costi di misurazione computabili. Le disposizioni per i costi d'esercizio computabili e i costi del capitale calcolatori degli impianti necessari alle misurazioni sono simili a quelle applicate all'esercizio della rete. Lo stesso vale per la regolamentazione sul trattamento delle differenze di copertura di periodi tariffari precedenti.

In virtù di un'esplicita base legale, il Consiglio federale stabilisce in questo ambito tariffe massime per l'impiego di sistemi di misurazione intelligenti presso i consumatori finali, i produttori e i gestori di impianti di stoccaggio. Mentre per i consumatori finali, i produttori e i gestori di impianti di stoccaggio «ordinari» del livello di rete 7 con misurazione diretta fino a un massimo di 100 ampere il limite massimo è di 6 franchi al mese, in caso di partecipazione a una comunità locale di energia elettrica tale limite risulta leggermente più elevato a causa dell'onere supplementare (fr. 6.50 al mese). Per il livello di rete 7 superiore a 100 ampere, la cosiddetta «misurazione 1,5» richiede ulteriori morsetti di misura e trasformatori di misura di corrente. In questo caso il limite massimo è di 12 franchi al mese.

Per la misurazione al livello di rete 5 sono necessari ulteriori morsetti di misura e trasformatori di misura (di tensione e di corrente). In questo caso il limite massimo è di 42 franchi al mese.

Le nuove disposizioni di legge prevedono inoltre che i gestori di rete informino i consumatori finali sull'andamento del consumo di energia elettrica rispetto all'anno precedente, sulle possibilità di individuare i potenziali di risparmio nonché sul consumo medio e sulle fasce di consumo dei consumatori finali del gruppo di clienti a cui appartengono.

Messa a disposizione rapida di sistemi di misurazione intelligenti e accesso ai dati

Degna di nota è anche la seguente novità: finora i gestori di rete erano tenuti a servire in via prioritaria, nell'implementazione dei sistemi di misurazione intelligenti, i grandi consumatori finali sul mercato libero e gli impianti di produzione di nuovo allacciamento alla rete elettrica (art. 31e cpv. 2). Inoltre, data la possibilità di richiamare i dati di misurazione (art. 8a^{sexies} cpv. 1), la presenza di un sistema di misurazione intelligente è di importanza decisiva anche per i raggruppamenti ai fini del consumo proprio, le comunità locali di energia elettrica e l'impiego di sistemi di accumulazione di elettricità. Per questo motivo il legislatore ha riconosciuto il diritto di installare in tempi brevi un sistema di misurazione intelligente anche ad altri attori (art. 17a^{bis} cpv. 3 LAEI). A riguardo, per procedere all'installazione del sistema di

misurazione intelligente le disposizioni esecutive prevedono per i gestori di rete un periodo massimo di tre mesi dalla data in cui tale diritto può essere fatto valere.

Inoltre, qualora un gestore di rete non adempia ai propri obblighi di legge, i clienti che fruiscono dei servizi di misurazione hanno ora il diritto di chiedere a un terzo (un altro gestore di rete o un'altra impresa) l'installazione di un contatore supplementare. Questi può fatturare al gestore di rete locale i costi di tale contatore supplementare (incluse l'installazione e la disinstallazione) che non rappresentano costi di misurazione computabili del gestore di rete. Il Consiglio federale stabilisce per questi costi dei limiti massimi.

2.5 Flessibilità

L'ordinanza precisa diversi aspetti riguardanti l'utilizzo della flessibilità: contiene norme speciali per la flessibilità esistente o la nuova flessibilità o per il suo utilizzo garantito. In ogni caso l'utilizzo della flessibilità da parte dei gestori delle reti di distribuzione è limitato alla modalità «al servizio della rete». L'ordinanza descrive cosa s'intende per «utilizzo al servizio della rete» affinché funga da requisito implicito per la stesura del contratto dei gestori della rete di distribuzione.

Privilegio limitato dei gestori delle reti di distribuzione

L'ordinanza disciplina l'attuazione del privilegio limitato dei gestori delle reti di distribuzione per l'utilizzo al servizio della rete della flessibilità esistente, soggetto a una regola di opt-out limitata (per gli altri utilizzi si continua ad applicare l'opt-in). La nozione di flessibilità esistente viene pertanto precisata nell'ordinanza. Questa nuova norma promuove l'utilizzo della flessibilità facilitando ai gestori delle reti di distribuzione il suo utilizzo al servizio della rete e consentendo al contempo la nascita di un mercato della flessibilità. I gestori delle reti di distribuzione devono avere la possibilità di utilizzare la flessibilità fino a che il titolare della flessibilità esistente non vi si opponga (opt-out).

Norme contrattuali

Allo stesso tempo occorre soddisfare il requisito secondo cui la flessibilità deve essere stipulata mediante contratto dal titolare della stessa. A tal fine, l'ordinanza chiarisce che è sufficiente aggiornare il contratto di utilizzazione della rete (che include le opzioni di gestione e il compenso) e informarne i titolari della flessibilità. I gestori delle reti di distribuzione sono inoltre tenuti a informare i titolari della flessibilità della possibilità di rifiutare questi adeguamenti del contratto standard, comprese eventuali possibilità alternative di commercializzazione della loro flessibilità. Al titolare della flessibilità devono essere inoltre spiegate le clausole standard senza accesso. È possibile, infatti, che i contratti già in essere prevedano un accesso alla flessibilità che con l'entrata in vigore della legge non è più consentito. Devono essere pubblicate le possibilità di accesso concordate nel contratto per l'utilizzazione della rete e il compenso.

Utilizzo garantito della flessibilità

Ai gestori delle reti di distribuzione sono riconosciuti diritti di utilizzo garantiti che in linea di principio devono essere strettamente limitati all'ambito della gestione delle immissioni. L'ordinanza limita i diritti di precedenza concernenti la produzione a un massimo del 3 per cento dell'energia prodotta annualmente nel punto di allacciamento. Il gestore della rete di distribuzione può inoltre stipulare con il titolare della flessibilità un contratto riguardante l'ulteriore flessibilità concernente la produzione (normalmente a pagamento).

Infine, il Consiglio federale esamina lo sviluppo del mercato della flessibilità sulla base di un rapporto annuale e a seconda dei risultati emersi può adottare misure per promuovere l'utilizzo della flessibilità da parte di terzi. Attualmente l'ordinanza non specifica né i criteri (in particolare l'espressione «a limitare lo sfruttamento») né le possibili misure che implicano un intervento del Consiglio federale. Si tratta di una decisione presa a discrezione dell'Esecutivo.

2.6 Comunità locali di energia elettrica

Le comunità locali di energia elettrica (CLE) permettono la commercializzazione locale di energia elettrica prodotta in proprio tramite la rete pubblica all'interno di un quartiere o di un Comune. In questo modo è possibile, ad esempio, sfruttare meglio le superfici (dei tetti) esistenti per il fotovoltaico.

Condizioni di partecipazione

Possono partecipare a una CLE i prosumer, i gestori di impianti di stoccaggio, i consumatori finali «ordinari» e i produttori, se geograficamente ravvicinati e allacciati allo stesso livello di rete di un gestore della rete di distribuzione; è invece esclusa la partecipazione a diverse CLE. Una CLE può includere tra i propri partecipanti uno o più raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP). Inoltre, anche le aziende di approvvigionamento elettrico possono partecipare a una CLE con impianti di produzione o impianti di stoccaggio. Ogni partecipante deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente.

Per attuare il principio di vicinanza («geograficamente ravvicinati») in una CLE, l'utilizzazione della rete è limitata ai livelli di rete 7 e 5. I membri della CLE devono trovarsi a un dato livello di rete e presso lo stesso gestore di rete. Dal punto di vista territoriale una CLE può estendersi al massimo al territorio di un Comune. Le CLE intercomunali sono escluse anche se un gestore di rete serve più Comuni.

Elettricità interna, corrispettivo per l'utilizzazione della rete ridotto ed elettricità residua

Parte dell'elettricità commercializzata all'interno di una CLE è autoprodotta e beneficia di una riduzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Tale riduzione dipende dall'entità dei livelli di tensione utilizzati. Nel fissare la riduzione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete del 30 per cento, si è tenuto conto del fatto che una CLE può produrre risparmi molto limitati sui costi di rete, ma che è comunque necessaria una determinata riduzione affinché il modello possa diffondersi. In caso di utilizzo di più livelli di rete è concessa solamente la metà della riduzione, poiché in questo caso si generano costi di coordinamento supplementari rilevanti a carico del gestore di rete.

L'energia elettrica supplementare necessaria in una CLE (la cosiddetta «elettricità residua») proviene dal fornitore del servizio universale (o eventualmente da un terzo nel caso di partecipanti in regime di libero mercato) e non fruisce di agevolazioni del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Alla CLE possono partecipare anche i consumatori finali che hanno il diritto di scegliere il fornitore; tuttavia, una volta aderito alla CLE non possono rientrare nel servizio universale. Grazie alla partecipazione di clienti finali in regime di libero mercato, in linea di principio una CLE può anche avere più fornitori, poiché non è richiesto che un cliente di questo tipo si rifornisca soltanto tramite la comunità. Nel caso dei consumatori finali senza accesso al libero mercato, la partecipazione a una CLE non deve essere utilizzata impropriamente per aggirare il servizio universale. Ciò significa che essi acquistano l'elettricità residua unicamente dal fornitore del servizio universale e che lo scambio nella CLE riguarda esclusivamente l'elettricità prodotta in proprio, integrata dall'elettricità residua del fornitore del servizio universale (cfr. art. 17d cpv. 1 LAEI).

Una CLE può determinare liberamente il prezzo dell'energia elettrica prodotta internamente; può altresì adottare regole proprie per il calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete. Analogamente all'RCP, per le controversie giuridiche nei rapporti interni di una CLE sono competenti i tribunali civili.

Nell'ambito dell'attuazione di una CLE vi è un ampio coordinamento con il gestore di rete locale, responsabile dello svolgimento delle procedure di conteggio. Queste includono la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete (tenendo conto della tariffa ridotta per i trasporti interni), la misurazione e il servizio universale con l'elettricità supplementare necessaria sulla base dei valori misurati.

2.7 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, rafforzando così la loro posizione nel processo di trasformazione digitale del sistema elettrico, e incentivare l'innovazione digitale e il mercato dei servizi energetici. 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 le scadenze 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. Le disposizioni riguardanti i dati di base si orientano in larga parte a quelle consolidate da anni nel settore, per esempio lo «Scambio standardizzato di dati per il mercato svizzero dell'elettricità (SDAT-CH)». Per quanto riguarda i processi di scambio dei dati, l'ordinanza chiede l'ulteriore sviluppo da parte del settore delle pertinenti direttive specifiche affinché la piattaforma nazionale compaia nei processi come la piattaforma centrale di scambio dei dati e si favorisca un'automazione dei processi ampia e centralizzata. Questo garantisce sotto il profilo legale che la piattaforma sia adeguatamente integrata 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.

2.8 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 ECom deve poter utilizzare metodi econometrici fondati, anche per poter confrontare in modo adeguato i costi complessivi della rete. 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.

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 regolamentazione 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 ECom fa riferimento a gestori di rete efficienti e comparabili; può anche limitarsi a singole componenti di costo.

2.9 Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso

Necessità di disciplinamento

L'ordinanza precisa da un lato 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 e gli impianti di stoccaggio senza consumo finale.

Dall'altro, l'ordinanza contiene disposizioni esecutive per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. La legge distingue tre categorie (art. 14a cpv. 4 lett. a-c LAEI): (i) impianti di stoccaggio con consumo finale, (ii) impianti di trasformazione e (iii) impianti pilota e di dimostrazione.

Per quanto riguarda le prime due categorie di impianti di stoccaggio, il rimborso è limitato alla quantità di energia elettrica reimmessa dopo il prelievo dalla rete e dopo lo stoccaggio (e la trasformazione). Deve essere dimostrata la necessità di reimmetterla in rete. Le perdite di energia dovute allo stoccaggio e alla trasformazione non sono rimborsate.

Al fine di individuare una soluzione praticabile per il rimborso ai gestori di impianti di stoccaggio con consumo finale (art. 14a cv. 4 lett. a), l'UFE ha costituito un gruppo di lavoro con i rappresentanti del settore (composto dai membri di Swiss eMobility, di aeesuisse e dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere [AES]). Data la complessità dell'attuazione di questo articolo, il gruppo di lavoro ha raggiunto un accordo su una proposta pragmatica.

La situazione giuridica di partenza è complicata da una possibile modifica dell'articolo 14a LAEI nel quadro del cosiddetto «atto sull'accelerazione» Messaggio del Consiglio federale del 21 giugno 2023, FF 2023 1602). La seguente proposta si basa esclusivamente sulla base legale costituita dalla legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili. A seconda dell'evoluzione della base legale nel quadro del suddetto atto sull'accelerazione, il Consiglio federale adeguerà la soluzione relativa al rimborso contenuta nell'ordinanza.

Gli articoli 18c–18g contengono i punti principali per l'attuazione della soluzione di rimborso individuata. Gli ulteriori elementi di attuazione del compromesso sono illustrati nei commenti seguenti. Il gruppo di lavoro proseguirà la propria attività per individuare una soluzione attuativa orientata a lungo termine sotto il profilo tecnologico. Per quanto riguarda l'ulteriore sviluppo dell'ordinanza, il Consiglio federale terrà conto dell'operato del gruppo di lavoro e dei riscontri emersi dalla consultazione.

Attuazione del rimborso

La disposizione di legge comprende una serie di fattispecie che devono essere disciplinate dall'ordinanza. Ci si trova di fronte a un impianto di stoccaggio con consumo finale se, ad esempio, in una casa è installata una batteria stazionaria. Tuttavia, un impianto di stoccaggio con consumo finale comprende anche tutte le installazioni di stazioni di ricarica bidirezionali e quindi indirettamente anche i veicoli elettrici (che diventano quasi degli impianti di stoccaggio mobili). Il rispettivo impianto può inoltre essere collegato a un impianto di produzione (per es. un impianto solare).

In funzione delle diverse destinazioni d'uso dell'impianto di stoccaggio con consumo finale, la normativa proposta prevede inoltre la distinzione tra situazioni con e senza produzione. Inoltre, la normativa opera una distinzione tra i casi di stoccaggio stazionario e quelli di stoccaggio mobile, descritta di seguito.

In una situazione senza produzione (ad es. senza impianti fotovoltaici sul tetto):

- per le situazioni in cui è presente un impianto di stoccaggio stazionario e non vi è alcuna fonte di autoproduzione (ad es. un impianto solare) collegata allo stesso punto di raccordo domestico, il rimborso è calcolato sulla base dell'energia immessa in rete. Poiché l'energia può provenire

solo dall'impianto di stoccaggio, non è necessario installare su tale impianto un contatore supplementare;

- nel caso di un impianto di stoccaggio mobile (un veicolo elettrico con possibilità di ricarica bidirezionale), la ricarica e lo scarico dell'impianto di stoccaggio possono avvenire in luoghi diversi. Nell'ottica di una soluzione pragmatica, per il momento ai fini del rimborso si tiene conto dell'intero quantitativo di energia prelevata dall'impianto di stoccaggio e reimpressa, indipendentemente dal prelievo effettivo dalla rete.

In una situazione con produzione (ad es. con un impianto fotovoltaico sul tetto):

- nei casi in cui è installato un impianto di stoccaggio stazionario e allo stesso punto di raccordo domestico viene anche prodotta energia, è necessario installare sull'impianto un contatore supplementare. Negli impianti di stoccaggio stazionari il prelievo di energia elettrica e la relativa reimmissione avvengono sempre nello stesso punto (punto di raccordo alla rete) e quindi presso lo stesso gestore di rete e lo stesso gruppo di bilancio. Di conseguenza è possibile procedere con maggiore precisione. Il rimborso avviene mediante un confronto delle serie temporali 1) prelievo minimo dalla rete nel punto di allacciamento alla rete e stoccaggio per 15 minuti ciascuno 2) prelievo minimo e reimmissione in rete per 15 minuti ciascuno 3) il minimo per periodo di conteggio di 1 e 2. Può essere rimborsata al massimo soltanto la quantità di elettricità caricata in precedenza dalla rete. Attraverso un cosiddetto conto di stoccaggio, il gestore della rete di distribuzione garantisce che non sia rimborsabile più di quanto pagato per l'utilizzazione della rete nello stesso periodo di conteggio;
- anche nei casi di impianti di stoccaggio mobili (un veicolo elettrico con possibilità di ricarica bidirezionale) e in cui viene anche prodotta energia aggiuntiva allo stesso punto di raccordo domestico, è necessario installare un contatore supplementare per misurare l'energia generata dall'impianto di stoccaggio. Nell'ottica di una soluzione pragmatica, per il momento ai fini del rimborso si tiene conto dell'intero quantitativo di energia prelevata dall'impianto di stoccaggio e reimpressa, indipendentemente dal prelievo effettivo dalla rete.

L'ordinanza disciplina inoltre l'importo del rimborso, la sua composizione e il metodo di calcolo. I corrispettivi per l'utilizzazione della rete si basano sui costi computabili secondo l'articolo 15 LAEI. La componente tariffaria di lavoro determinante per il corrispettivo risulta dalla tariffa media nel punto di allacciamento alla rete (ad es. media della tariffa alta e bassa). In caso di tariffe che variano a seconda della fascia oraria (ad es. tariffa alta e bassa), si tiene conto della durata della tariffa. Se per esempio la tariffa alta vale per 14 ore e la tariffa bassa per 10 ore, si ottiene la tariffa media = $(14 * \text{tariffa alta} + 10 * \text{tariffa bassa}) / 24$. Ai fini del rimborso si considerano tutte le componenti tariffarie determinanti relative alla quantità di energia, quindi anche la tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (tariffa PSRS), il supplemento rete e i costi della riserva di energia elettrica. L'importo del rimborso relativo a questi elementi è proporzionale alla quantità di elettricità reimpressa. Il rimborso dei tributi locali rimane di competenza dei Cantoni e dei Comuni. Secondo la prassi attuale, le centrali di pompaggio sono esentate dal pagamento di questi costi; in questo settore sarebbe opportuno mantenere una prassi uniforme. La tariffa media per il rimborso risulta dalla media annua (senza ponderazione della quantità) della tariffa per l'utilizzazione della rete del gruppo di consumatori del gestore della rete di distribuzione nel luogo della reimmissione in rete (punto di allacciamento alla rete). Questa tariffa dovrebbe essere pubblicata nell'ambito del calcolo tariffario insieme a tutte le altre tariffe per l'utilizzazione della rete e trova applicazione nei diversi casi, per esempio impianti di stoccaggio stazionari e mobili, con o senza produzione. Il rimborso è limitato alla componente tariffaria di lavoro, poiché la componente di potenza serve per la remunerazione della capacità di allacciamento. Poiché in caso di reimmissione questa capacità non viene a mancare, non è opportuno alcun rimborso. Lo stesso vale per i prezzi di base che coprono i costi strutturali di rete; anche questi non sono rimborsabili. Nel caso di tariffe dinamiche, occorre stabilire una tariffa media annua prevista.

Esempio di calcolo del rimborso

Impianto di stoccaggio stazionario con produzione

Un'economia domestica ha installato in casa un impianto di stoccaggio collegato a un impianto solare. Secondo l'ordinanza, l'impianto di stoccaggio deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente supplementare per garantire che il signor X riceva il rimborso soltanto per l'elettricità precedentemente prelevata dall'impianto di stoccaggio. Il gestore della rete di distribuzione, responsabile dell'esercizio della rete, pubblica sul proprio sito web la tariffa del rimborso, che per il 2024 ammonta a x ct. per kWh. Per ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete corrispondente alla quantità di energia che ha reimmesso in rete, il signor X presenta una domanda al gestore della rete di distribuzione, mediante apposito modulo. Con l'ausilio del sistema di misurazione intelligente, il gestore di rete determina la quantità di elettricità prelevata dalla rete e stoccata, la confronta e determina la quota minima. Inoltre stabilisce la quantità reimmessa in rete proveniente dall'impianto di stoccaggio. Il minore tra i due valori funge da base per la determinazione del quantitativo di elettricità per il quale può essere rimborsato il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Tale quantità di energia elettrica e i relativi elementi (PSRS, costi della riserva di energia elettrica e supplemento di rete) sono rimborsati secondo la tariffa pubblicata. Questo importo sarà poi detratto dalla fattura del signor X.

Impianto di stoccaggio mobile senza produzione

Il signor X ha installato a casa una stazione di ricarica bidirezionale. Vive nel Cantone A (comprensorio A) e utilizza ogni giorno il suo veicolo elettrico per recarsi al lavoro nel Cantone B (comprensorio B). Talvolta ricarica l'auto al lavoro, consuma parte della ricarica per il tragitto di ritorno e in un secondo momento, a casa, ne reimmette un'altra parte in rete. Per poter ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il signor X deve registrare la propria stazione di ricarica presso il gestore della rete di distribuzione A. Con l'ausilio del sistema di misurazione intelligente, il gestore della rete di distribuzione considera la quantità di elettricità reimmessa direttamente in rete dalla stazione di ricarica. Il signor X ha diritto al rimborso di questa quantità di elettricità reimmessa in rete, a prescindere che sia stata precedentemente prelevata nel comprensorio A oppure B. Il gestore della rete di distribuzione A applica alla quantità di elettricità reimmessa in rete la tariffa di rimborso precedentemente pubblicata sul proprio sito web; tale importo sarà detratto dalla fattura del signor X.

Impianto di stoccaggio mobile con produzione

Il signor X ha installato a casa una stazione di ricarica bidirezionale e sul tetto un impianto solare di cui può utilizzare direttamente l'elettricità prodotta, ad esempio per la ricarica della sua vettura elettrica o l'immissione diretta in rete. Vive nel Cantone A (comprensorio A) e utilizza ogni giorno il suo veicolo elettrico per recarsi al lavoro nel Cantone B (comprensorio B). Talvolta ricarica l'auto al lavoro, consuma parte della ricarica per il tragitto di ritorno e in un secondo momento, a casa, ne reimmette un'altra parte in rete. Per poter ottenere il rimborso del corrispettivo per l'utilizzo della rete, il signor X deve registrare la propria stazione di ricarica presso il gestore della rete di distribuzione. Quest'ultimo installa il contatore supplementare che misura i flussi di energia dall'impianto di stoccaggio. Questo contatore è in grado di distinguere tra i flussi provenienti dalla stazione di ricarica verso la rete e quelli dall'impianto solare direttamente in rete. Il signor X ha diritto al rimborso solo per il quantitativo di elettricità prelevato dalla rete. Ha diritto al rimborso per la quantità di elettricità reimmessa in rete, indipendentemente dal punto di prelievo (dalla rete). Il gestore della rete di distribuzione applica alla quantità di elettricità reimmessa in rete dalla stazione di ricarica la tariffa di rimborso precedentemente pubblicata sul proprio sito web; tale importo sarà detratto dalla fattura del signor X.

L'ordinanza obbliga i gestori delle reti di distribuzione e il settore elettrico (e dello stoccaggio di elettricità) a collaborare nell'elaborazione dei documenti necessari per l'attuazione. In particolare occorre sviluppare una procedura riguardante gli aspetti tecnici e organizzativi della verifica e del rimborso.

Ulteriori precisazioni

Secondo l'articolo 6 capoversi 2 e 6 in combinato disposto con l'articolo 13 capoverso 1 LAEI, in linea di principio i consumatori finali fissi possono acquistare elettricità soltanto dal proprio gestore della rete di distribuzione. In generale, la LAEI non impone restrizioni alla vendita della propria produzione (anche quella proveniente dagli impianti di stoccaggio), a condizione che siano rispettate le disposizioni dell'articolo 6 LAEI riguardanti la libera scelta del fornitore.

L'obbligo di ritiro e di remunerazione non si applica all'elettricità proveniente dagli impianti di stoccaggio. Secondo l'articolo 15 LENE, l'obbligo di ritiro e di remunerazione vale solo per i produttori; pertanto il presente articolo non riguarda gli impianti di stoccaggio. Tuttavia, un impianto di stoccaggio ha in ogni caso il diritto di reimmettere in rete l'elettricità accumulata, ma per farlo deve trovare un acquirente per l'energia. Il titolare di un impianto di stoccaggio può concludere accordi con un gestore della rete di distribuzione o un terzo attraverso la regolamentazione della flessibilità (art. 17c cpv. 2 LAEI). Tuttavia, per potervi accedere, il gestore della rete di distribuzione deve operare all'interno del proprio comprensorio e utilizzare la flessibilità al servizio della rete ai sensi dell'articolo 19a capoverso 1 OAEI. In determinate circostanze, gli spettano utilizzi garantiti che non implicano un accordo con il titolare dell'impianto di stoccaggio (art. 17c cpv. 4 LAEI).

Trasformazione dell'energia elettrica e riconversione in elettricità

Ai fini del calcolo dell'importo del rimborso è determinante la quantità di elettricità reimmessa nella rete dopo la riconversione in elettricità di cui all'articolo 14a capoverso 4 lettera b LAEI. Le garanzie di origine (GO) rilasciate nel registro Pronovo per la quantità di elettricità reimmessa in rete (ad es. elettricità prodotta a partire dall'idrogeno) servono a comprovare la quantità di elettricità rilevante ai fini del rimborso. Le GO rilasciate corrispondono alla quantità di elettricità immessa; per la quantità di elettricità prelevata devono essere annullate le corrispondenti GO.

Per conoscere la quantità di elettricità prelevata dalla rete per la trasformazione, l'impianto di trasformazione deve essere dotato di un contatore. Su tale base possono essere acquistate GO per il quantitativo di elettricità prelevato dalla rete. Per esempio, nella produzione di idrogeno, le GO dell'elettricità vengono convertite in GO dell'idrogeno (a causa delle perdite di trasformazione non tutte le prime sono convertite nelle seconde). Questo processo vale anche per i gas o i combustibili sintetici. Con la riconversione in elettricità vengono emesse nuove GO dell'energia elettrica (trasformata).

A causa del differimento temporale, le GO sono emesse una volta al mese. Il rimborso dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete si basa sulle informazioni dello strumento di misurazione (dell'elettricità) intelligente. Questo rimborso si basa su una tariffa media, che è determinata attraverso il seguente procedimento: la somma della componente tariffaria relativa all'energia (importo della componente tariffaria di lavoro) per un periodo di fatturazione divisa per la quantità di elettricità trasformata (kWh). La tariffa per l'utilizzazione della rete applicata per la remunerazione del quantitativo di elettricità reimmessa non può essere superiore alla tariffa per l'utilizzazione della rete pagata al momento del prelievo.

Impianti pilota e di dimostrazione

Nel caso degli impianti pilota e di dimostrazione (impianti P+D), per ottenere un rimborso non vi è alcun obbligo di riconversione in elettricità. In linea di principio, beneficiano di un rimborso gli impianti che si trovano in fase di ammissione al mercato oppure introduzione o diffusione sul mercato e che presentano caratteristiche tecniche o operative innovative. Nell'ambito della consultazione possono essere avanzate proposte per adeguare questi criteri in modo ancora più specifico al tipo di applicazione prevista.

In tutta la Svizzera sarà riconosciuto il rimborso agli impianti fino al raggiungimento del tetto massimo di 200 MW. A tal fine l'UFE redige un elenco che consente di verificare se tale limite è stato raggiunto. L'UFE verifica che i criteri siano soddisfatti e inserisce l'impianto corrispondente nell'elenco dei 200 MW. Il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è effettuato dal gestore di rete. L'energia elettrica utilizzata deve essere rinnovabile; ciò significa che per la quantità di elettricità prelevata devono essere annullate le corrispondenti garanzie di origine da fonti rinnovabili. L'impianto deve essere allacciato alla rete elettrica svizzera. Per poter beneficiare del rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, l'impianto per la trasformazione dell'elettricità in idrogeno o in gas, combustibili o carburanti sintetici deve entrare in funzione al più tardi il 31 dicembre 2034. Il rimborso viene effettuato a partire dalla prima immissione e dura fino alla cessazione dell'esercizio dell'impianto, tuttavia per un massimo di 20 anni. I quantitativi di elettricità prelevati dalla rete devono essere dimostrati mediante contatori. Il diritto al rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete può essere esercitato solo per i prelievi di elettricità effettuati dopo l'entrata in vigore della disposizione d'ordinanza. In caso di prelievo dalla rete elettrica prima di tale data non sussiste alcun diritto al rimborso.

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

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 Flessibilità

Le modifiche previste per la gestione della flessibilità non hanno ripercussioni finanziarie per la Confederazione, sull'effettivo del personale o di altro genere. Poiché la maggior parte dei gestori delle reti di distribuzione svizzeri è di proprietà di enti pubblici cantonali e comunali, le presenti modifiche generano alcune ripercussioni per quei Cantoni e Comuni che detengono partecipazioni in uno o più gestori di rete.

3.2 Piattaforma dei dati

Oltre alle risorse di personale che già la legge comporta, la Confederazione non deve sostenere altre spese. Allo stesso modo, non si generano spese per Cantoni e Comuni. 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 la 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.

3.3 Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso

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 per l'economia, l'ambiente e la società

Fatte salve le indicazioni seguenti, la revisione dell'ordinanza non ha ripercussioni di rilievo 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;
- per quanto possibile i rischi legati ai prezzi vengono ridotti al minimo dal fornitore del servizio universale attraverso un'acquisizione strutturata e a lungo termine. 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.

Disporre nel portafoglio di una determinata quota di contratti d'acquisto di energia elettrica a medio e lungo termine (noti anche come Power Purchase Agreements, PPA) è positivo soprattutto per i fornitori del servizio universale senza produzione propria o con poca produzione propria, per ragioni legate alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla diversificazione. In questo modo si garantiscono a lungo termine le quantità di energia per l'approvvigionamento della clientela in regime di servizio universale. Anche in questo caso il Consiglio federale stabilisce quote minime scaglionate per i tre anni tariffari successivi. 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 Tariffe di rete

A medio-lungo termine gli adeguamenti delle tariffe di rete dovrebbero offrire ai gestori di rete maggiori incentivi agli investimenti. Ne consegue che i clienti finali adegueranno l'utilizzazione della rete alle capacità disponibili e saranno anche maggiormente responsabili dei costi. Questi cambiamenti di comportamento – soprattutto attraverso le tariffe dinamiche – riducono a lungo termine la necessità di ampliamento della rete e di conseguenza anche gli investimenti. La portata esatta di tali effetti è difficile da quantificare e dipende anche dall'interazione con la regolamentazione della flessibilità. Entrambe le misure portano a una notevole riduzione dei costi di ampliamento della rete.

Prezzi di lavoro o della potenza dinamici, orientati alla situazione attuale della rete, inducono i consumatori e i prosumer a gestire rispettivamente il proprio consumo e il proprio consumo e la propria produzione mediante sistemi di controllo intelligenti e impianti di stoccaggio, riducendo così il prelievo dalla rete nei momenti di carico elevato. Per i gestori di rete più piccoli è stata inoltre creata un'alternativa più facilmente attuabile (introduzione di prezzi della potenza variabili nel tempo), che tuttavia comporta una minore libertà tariffaria.

4.3 Metrologia

I limiti massimi delle tariffe dovrebbero comportare una riduzione del corrispettivo per la misurazione in gran parte dei compensatori di rete, con un conseguente sgravio finanziario per la clientela che fruisce delle misurazioni. Specularmente si riduce l'utile d'esercizio dei gestori di rete.

4.4 Comunità locali di energia elettrica

Il modello delle comunità locali di energia elettrica (CLE) dovrebbe favorire un notevole incremento del fotovoltaico. Oltre che dall'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, questo effetto dipende dall'efficienza economica di una CLE e dall'eventuale disponibilità a pagare per l'energia elettrica locale. La tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete per la CLE comporta un aumento a titolo compensativo dei costi per l'utilizzazione della rete per gli altri consumatori finali. La portata di tale effetto dipende dalla diffusione del modello e dall'entità dei costi di rete. Poiché l'introduzione di CLE non comporta risparmi rilevanti sui costi di rete, in una prima fase la riduzione della tariffa di rete deve essere moderata (15–30%), in modo da limitare per quanto possibile gli effetti negativi sugli altri consumatori finali.

4.5 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 EICOM. 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

5.1 Tariffe di rete

Secondo il regolamento UE 2019/943 riveduto le tariffe di rete devono soddisfare diverse esigenze. Tra queste figurano gli incentivi all'efficienza energetica e dei costi, all'integrazione dei mercati, alla sicurezza dell'approvvigionamento e agli investimenti efficienti. Inoltre, devono promuovere l'innovazione nell'interesse dei consumatori, nello specifico la digitalizzazione e la flessibilizzazione dei servizi di rete.

I miglioramenti delle tariffe di rete in Svizzera rafforzano soprattutto gli obiettivi dell'efficienza dei costi e dell'integrazione del mercato, come pure la digitalizzazione e gli investimenti efficienti.

5.2 Comunità locali di energia elettrica

La costituzione di una comunità locale di energia elettrica (CLE) riprende l'idea di una maggiore partecipazione dei cittadini contenuta nella direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II, 2018/2001) e nella direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (2019/944). Il modello analogo nell'UE è la «comunità di energia rinnovabile» (CER), che consente alle persone fisiche, alle autorità locali (compresi i Comuni o le PMI) di unirsi per formare una comunità di produzione e di consumo in prossimità del luogo di produzione. Secondo la RED II (art. 2 n. 16), una CER è un soggetto giuridico autonomo ed effettivamente controllato da proprietari di quote o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione. L'obiettivo principale di una CER è quello di apportare benefici ambientali, economici o sociali ai proprietari delle sue quote o ai suoi membri o alla comunità locale, piuttosto che profitti finanziari.

Le differenze rilevanti tra una CLE e una CER consistono nel fatto che rispetto all'Unione europea in Svizzera la cerchia dei partecipanti è meno ristretta (possono partecipare anche le grandi imprese e i gestori di rete) e che la soluzione è limitata all'elettricità.

5.3 Piattaforma dei dati

La presente configurazione della piattaforma dei dati nazionale svizzera 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 della CEP sul mercato interno (direttiva 2019/944 e nuova versione della direttiva 2012/27) contengono disposizioni sui dati energetici, sull'accesso a tali dati e sulla loro interoperabilità. Sulla base del recente piano d'azione per la digitalizzazione dell'energia e dell'ulteriore elaborazione della direttiva sull'energia elettrica, la Commissione europea ha emanato un regolamento di esecuzione concernente l'accesso dei consumatori finali ai dati, alla flessibilità e al cambio di fornitore (regolamento di esecuzione 2023/1162). 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 ordinanza garantisce che la Svizzera non perda terreno in questo settore e possa svilupparsi in una direzione analoga.

5.4 Esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e rimborso

Il diritto dell'UE non prevede disposizioni specifiche in materia di esenzioni o rimborsi dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete per gli impianti di stoccaggio o di trasformazione.

6. Commenti ai singoli articoli

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 sull'avamprogetto per la procedura di consultazione dell'OAEI del 27 giugno 2007 (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.

In virtù della sua competenza globale, la ECom 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.

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.

Capoverso 2: i costi dell'energia computabili che determinano l'ammontare delle tariffe del servizio universale sono già disciplinati a grandi linee a livello di legge (cfr. art. 6 cpv. 5^{bis} lett. d LAEI) e sono qui specificati. La *lettera a* chiarisce la disposizione contenuta nell'articolo 6 *capoverso 5^{bis}* lettera d numero 1. La *lettera b* trasferisce ai costi di acquisizione (contratti d'acquisto) il principio secondo cui occorre basarsi sui costi medi di un anno contabile per evitare che le voci di costo sfavorevoli siano incluse unilateralmente nelle tariffe del servizio universale. Tuttavia, la lettera b si applica soltanto in caso di «copertura in eccesso», ossia quando al servizio universale di cui al *capoverso 3* è attribuita più elettricità derivante da contratti d'acquisto di quanta ne sia alla fine 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. Senza una tale copertura in eccesso, ossia quando determinate quantità di energia elettrica vengono acquistate solo nel corso dell'anno tariffario e sono considerate costi computabili nei relativi costi, questa analisi media naturalmente non è presa in considerazione. La *lettera c* stabilisce che tra i costi dell'energia computabili rientrano naturalmente anche i costi amministrativi e di distribuzione. Per la determinazione degli utili si applica la *lettera d* conformemente alla prassi attuale della produzione WACC (istruzione 2/2022 della ECom).

Capoverso 3: 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.

Art. 4a Quote minime di produzione propria e di energia elettrica generata da energie rinnovabili

Come richiesto dal legislatore (art. 6 cpv. 5 LAEI), nei *capoversi 1 e 2* sono stabilite quote minime 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.

Secondo periodo: i portafogli energetici dei circa 600 fornitori del servizio universale in Svizzera sono strutturati in modo estremamente diverso. 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: i gestori delle reti di distribuzione comunicano preventivamente e in modo vincolante alla EICom se rispetteranno solo l'obiettivo minimo del 50 per cento o se venderanno nel servizio universale una quota maggiore della loro produzione propria ampliata a partire da energie rinnovabili indigene. Anziché a una determinata percentuale di produzione propria è ammesso anche puntare alla soglia dell'80 per cento di cui al capoverso 1 secondo periodo. Come per l'attribuzione dei contratti di acquisto (art. 4 cpv. 3), anche in questo caso l'imputazione avviene tramite la contabilità per unità finali d'imputazione.

Capoverso 3: 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. 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). 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. Questi due strumenti possono anche essere combinati.

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

Art. 4b Prodotto elettrico standard

Il *capoverso 1* 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 esclusivamente dell'acquisto di garanzie di origine (GO) da utilizzare successivamente per l'etichettatura dell'elettricità. Il *capoverso 1* concretizza la disposizione di legge («in particolare sull'utilizzo di energia rinnovabile di origine nazionale») secondo cui deve essere raggiunta almeno una «quota di elettricità verde» nazionale del 75 per cento.

Il *capoverso 2* non comporta un obbligo drastico. Nella maggior parte dei casi vengono comunque fornite GO per le transazioni energetiche. Nel caso del prodotto elettrico standard, i gestori delle reti di distribuzione sono obbligati ad acquistare le garanzie di origine di un altro produttore di energia elettrica soltanto se non dispongono di un numero sufficiente di garanzie di origine emesse per la propria produzione.

Art. 4c Tutela dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato

Capoverso 1: per tutelarsi dalle fluttuazioni estreme dei prezzi di mercato, è necessario un accesso garantito a determinate quantità di energia elettrica. Il fatto che gli impianti di produzione in questione siano situati sul territorio nazionale o all'estero è irrilevante.

Secondo il *capoverso 2*, la quota di energia elettrica da garantire per il servizio universale alla fine di agosto di ogni anno è fissata in misura diversa per i tre anni tariffari successivi; essa è tanto più bassa quanto più lontano è l'anno tariffario.

Il *capoverso 3* stabilisce che la quota di energia elettrica da garantire per il servizio universale in linea di principio è da quantificare sulla base dei valori degli anni precedenti.

Se e nella misura in cui per garantire il quantitativo di elettricità richiesto al *capoverso 2* i gestori delle reti di distribuzione ricorrono a contratti di acquisto, secondo il *capoverso 4* tali acquisti devono essere strutturati. In altre parole, considerate le possibili fluttuazioni dei prezzi di mercato, è fatto loro divieto di acquistare contemporaneamente i quantitativi di elettricità necessari. Per concretizzare questo scaglionamento temporale la EICom 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 elettricità 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. 2). In particolare, i gestori delle reti di distribuzione senza clienti sul libero mercato non hanno necessariamente un incentivo a mantenere i costi i più bassi possibile.

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 agli obiettivi in materia di efficienza energetica secondo l'articolo 46b LEne (art. 6 cv 1 LAEI). Il *capoverso 1* chiarisce pertanto questa computabilità: 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 elettricità venduta dal gestore della rete di distribuzione in kWh. Questa imputazione avviene tramite la tariffa del servizio universale.

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.

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 9 d *capoverso 1* LAEI, è fissato in dodici mesi.

Art. 7 cpv. 3 lett. f e h

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 e il rimando alla *lettera h* deve essere adeguato di conseguenza.

Art. 7a Fatturazione

Per motivi di trasparenza, a integrazione dell'elenco di cui all'articolo 12 capoverso 2 LAEI il nuovo capoverso 2 stabilisce che anche i costi sostenuti dai gestori delle reti di distribuzione per l'utilizzo della piattaforma dati (art. 17i cpv. 3 LAEI) devono essere indicati separatamente in fattura. In altre parole, non possono essere inclusi nel compenso per la misurazione, in quanto non rientrano nei limiti massimi delle tariffe di misurazione (art. 8 cpv. 3) e possono essere addebitati in aggiunta.

Art. 7b

Il *capoverso 1* corrisponde all'attuale articolo 10.

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.

Art. 8 Tariffe di misurazione

Data la maggiore entità della normativa, la metrologia e i processi informativi sono ora disciplinati in diverse sezioni. Le disposizioni concernenti i processi informativi sono riportate negli articoli 8e–8i unitamente alle disposizioni concernenti la piattaforma dei dati.

Il *capoverso 1* precisa che le tariffe di misurazione devono essere fissate per la durata di un anno civile, come avviene per le tariffe del servizio universale e le tariffe di rete.

Le tariffe di misurazione devono essere orientate ai costi e stabilite secondo il principio di causalità. La computabilità dei costi di misurazione è valutata secondo i criteri di «affidabilità» ed «efficienza» (art. 17a cpv. 2 e 4 LAEI) in base alle disposizioni esecutive degli articoli 8a–8a^{quater} OAEI. Secondo il *capoverso 2* sono fissati determinati limiti massimi delle tariffe, indipendentemente dal totale dei costi di misurazione computabili ai sensi dell'articolo 17a capoverso 5 secondo periodo LAEI. L'autorità che emana l'ordinanza si avvale di tale competenza legale esclusivamente per i livelli di bassa tensione (*lett. a*) e media tensione (*lett. b*). A livello di bassa tensione i limiti massimi delle tariffe per la partecipazione a una comunità locale di energia elettrica sono leggermente più elevati rispetto ai clienti che fruiscono dei servizi di misurazione ordinari. Ciò è dovuto all'onere supplementare sostenuto dai gestori di rete per l'obbligo che hanno, in virtù delle tariffe ridotte per l'utilizzazione della rete, di identificare i flussi di energia elettrica interni alla comunità. Un determinato onere supplementare può derivare per i gestori di rete anche in relazione ai raggruppamenti virtuali ai fini del consumo proprio. Tuttavia, in questo caso l'onere supplementare è meno rilevante e viene ammortizzato nella misura in cui è previsto un corrispettivo per la misurazione per ogni punto di misurazione supplementare. A livello di media tensione è superflua una norma speciale per la partecipazione a una comunità locale di energia elettrica, poiché i limiti massimi delle tariffe sono comunque notevolmente più elevati a causa della misurazione più complessa (*lett. b*). I limiti massimi delle tariffe si applicano indistintamente ai consumatori finali, ai produttori e ai gestori di impianti di stoccaggio, mentre non si applicano ai clienti che fruiscono delle misurazioni ancora dotati di contatori tradizionali.

Capoverso 3: i costi per l'utilizzo della piattaforma dei dati (art. 17i cpv. 3 LAEI) non concorrono alla determinazione delle tariffe massime. In altre parole, un gestore della rete di distribuzione può addebitare questi costi anche se ha raggiunto il limite massimo delle tariffe (cfr. in merito l'art. 7a cpv. 2). Questo trattamento speciale è necessario poiché i costi della piattaforma dei dati non sono ancora noti.

Art. 8a Costi d'esercizio computabili

Le disposizioni relative ai costi d'esercizio computabili riprendono quelle relative all'esercizio della rete. Il *capoverso 1* riprende l'articolo 15 capoverso 2 LAEI e menziona in forma non esaustiva le voci di costo

più importanti. Per specificare i dettagli, il *capoverso 2* impone ai gestori di rete, conformemente al principio di sussidiarietà (art. 3 cpv. 2 LAEI), di stabilire direttive per la determinazione dei costi d'esercizio computabili. Una disposizione analoga è contenuta nell'articolo 12 *capoverso 2* OAEI per i costi d'esercizio computabili nel settore dell'esercizio della rete. Se non vengono elaborati standard adeguati entro un termine ragionevole, si dovrà ricorrere all'iter dell'ordinanza (art. 27 cpv. 4 terzo periodo).

Art. 8a^{bis} Costi del capitale computabili

Anche le disposizioni relative ai costi del capitale computabili riprendono quelle relative all'esercizio della rete e sono in gran parte identiche. Si rimanda pertanto alla prassi e al commento relativi all'articolo 13. Si rinuncia a fissare un tasso calcolatorio di costo del capitale specifico per la metrologia (*Weighted Average Cost of Capital, [WACC]*) e si applica quello dell'allegato 1. Il principio di sussidiarietà è espresso, anche qui, nel *capoverso 4*.

Art. 8a^{ter} Disposizioni particolari relative ai costi di misurazione computabili

Capoversi 1 e 2: al fine di rendere l'ordinanza più chiara, vengono trasferite in questo punto le disposizioni contenute nell'articolo 8a *capoversi 2^{bis} e 3^{ter}*. Il *capoverso 3* concretizza l'articolo 25 *capoverso 1*. La ElCom può emanare istruzioni sulla periodicità e sulla forma della trasmissione del numero di punti di misurazione.

Art. 8a^{quater} Differenze di copertura nell'ambito dei costi di misurazione

La gestione delle differenze di copertura di periodi tariffari precedenti è analoga a quella del servizio universale (art. 4f) e del settore delle reti (art. 18b).

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

Per rendere più comprensibile l'ordinanza, le disposizioni finora contenute nell'articolo 8a vengono riorganizzate. Gli attuali *capoversi 2^{bis} und 3^{ter}* sono trasferiti nel nuovo articolo 8^{ter} (cpv. 1 e 2), mentre i *capoversi 3 e 3^{bis}* nel nuovo articolo 8a^{sexies}. I *capoversi 1–4* corrispondono ai *capoversi 1, 1^{bis}, 2 e 4* dell'attuale articolo 8a.

Secondo il nuovo *capoverso 5 primo periodo*, i gestori di rete hanno tre mesi di tempo per adempiere al diritto legale di farsi 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 partecipanti alle comunità locali di energia elettrica e ai raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) nonché i gestori di impianti di stoccaggio (cfr. art. 17a^{bis} cpv. 3 LAEI). 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. 8a^{sexies} Deroghe all'obbligo di impiego di sistemi di misurazione intelligenti

Per rendere più comprensibile l'ordinanza, le disposizioni finora contenute nell'articolo 8a vengono riorganizzate. I capoversi 2^{bis} e 3^{ter} sono trasferiti nel nuovo articolo 8^{ter} (cpv. 1 e 2), mentre i capoversi 3 e 3^{bis} nel nuovo articolo 8a^{sexies}. La parte preponderante della norma (cpv. 1, 1^{bis}, 2 e 4) è inserita nel nuovo articolo 8a^{quinquies} (capoversi 1–4).

Art. 8a^{septies} Installazione di contatori di elettricità supplementari

Capoverso 1: anche per i contatori supplementari il corrispettivo si basa in linea di principio sui costi effettivi della misurazione. In questo caso l'obbligo di pagamento non è del cliente che fruisce dei servizi di misurazione, ma del gestore di rete. Come per gli smart meter, anche in questo caso è fissata una soglia massima dei costi, costituita da un importo massimo una tantum per i costi di installazione (*lett. a*) e da un importo massimo annuo per una durata massima di dieci anni (*lett. b*). Per i costi di disinstallazione invece non possono essere addebitati costi supplementari che superino il prezzo massimo. Tale limite massimo di prezzo è necessario anche perché il gestore di rete non ha voce in capitolo nella scelta del fornitore esterno dei servizi di misurazione. Rispetto agli smart meter è più elevato perché questi fornitori esterni difficilmente riescono a realizzare economie di scala in un mercato della metrologia altrimenti chiuso.

Capoverso 2: poiché i contatori supplementari sono relativamente costosi e si ripercuotono, a causa della mancata computabilità dei costi, sul margine di profitto dei gestori di rete, dopo tre anni questi ultimi possono disinstallarli a proprie spese, una volta eliminati i difetti dell'infrastruttura dei contatori precedentemente riscontrati. In caso di controversia è possibile rivolgersi alla EICOM. Il termine di tre anni intende assicurare un bilanciamento tra diversi interessi. Infatti, mentre per i gestori di rete tali contatori supplementari possono essere fonte di costi elevati, gli operatori esterni necessitano di una certa sicurezza di pianificazione attraverso una durata minima garantita dei loro servizi.

Art. 8b cpv. 2

A seguito dell'abrogazione dell'articolo 5 capoverso 6 viene introdotta qui l'abbreviazione «UFE».

Art. 8c

L'articolo 8c è abrogato. I sistemi di controllo e di regolazione intelligenti per l'esercizio della rete sono utilizzati esclusivamente nell'ambito della flessibilità. Il contenuto di questo articolo è pertanto trasferito nelle disposizioni concernenti la flessibilità e armonizzato con le relative modifiche di legge.

Art. 8d cpv. 1 lett. a e b e cpv. 2 lett. a

Le disposizioni esistenti sono armonizzate con le modifiche di legge riguardanti l'utilizzo della flessibilità.

Capoverso 2 lettera a: il rimando all'articolo 8 capoverso 3 è modificato poiché il contenuto principale di questa disposizione è ora trasferito nell'articolo 17f capoverso 1 LAEI.

Art. 8e Processi informativi

Capoverso 1: a seguito dell'introduzione della piattaforma centrale dei dati, le direttive sui processi di scambio dei dati devono essere modificate e includere anche nuove disposizioni sulla qualità dei dati da trasmettere. Ai sensi dell'articolo 27 capoverso 4, prima di emanare le direttive i gestori di rete consultano in particolare i rappresentanti dei consumatori finali e dei produttori. Per quanto riguarda le presenti modifiche delle direttive, considerato lo scambio di dati attraverso la piattaforma occorre consultare anche il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) e il gestore della piattaforma, in particolare per quanto riguarda il potenziale di automazione e

standardizzazione. Dovrebbe inoltre essere garantito anche il coinvolgimento della società nazionale di rete e dell'organo d'esecuzione secondo l'articolo 64 LEnE. Se le corrispondenti direttive non sono adeguate, in base all'articolo 27 capoverso 4 l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione, per esempio riguardanti tempi e forma.

Capoverso 2: la disposizione corrisponde sostanzialmente al precedente articolo 8 capoverso 3, il cui fulcro è stato trasferito a livello di legge (art. 17f cpv. 1 LAEI). I settori elencati sono integrati con lo svolgimento del cambiamento di fornitore e la comunicazione dei dati secondo l'articolo 8f capoverso 4 (lett. i e j).

Il *capoverso 3* corrisponde alla precedente norma nell'articolo 8 capoverso 4, che a causa della nuova struttura viene trasferita nel presente articolo. La disposizione di cui all'articolo 8 capoverso 3^{bis} sull'indennizzo delle prestazioni relative alla messa a disposizione di dati è abrogata, tanto più che i relativi dati ora devono essere messi a disposizione gratuitamente (art. 17f cpv. 1 LAEI).

Art. 8f Costituzione del gestore della piattaforma

La disposizione nell'*articolo 8f* disciplina la costituzione del gestore della piattaforma di cui all'articolo 17h capoversi 1 e 2 LAEI. La domanda per l'approvazione degli statuti può essere presentata entro nove mesi dall'entrata in vigore della presente revisione (art. 31n cpv. 4). Se il gestore della piattaforma non è costituito entro il termine stabilito, ai sensi dell'articolo 17h capoverso 3 LAEI il Consiglio federale affida 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.

Capoverso 1: possono presentare la domanda sia gli operatori del mercato dell'energia elettrica sia le aziende che non fanno parte del settore elettrico. 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 presentare una bozza degli statuti il più possibile dettagliata (*lett. a*), che tenga conto delle relative disposizioni (ad es. indipendenza del gestore della piattaforma). Poiché il richiedente potrebbe aver già sostenuto determinati costi di realizzazione (concezione, 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. 3). La *lettera c* 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. Inoltre deve essere presentata una pianificazione dettagliata dei costi, che illustri la struttura della piattaforma dei dati e i costi di esercizio annui presunti alla luce del piano tecnico. Il piano tecnico di cui alla *lettera d* deve tenere conto dello stato attuale della tecnica, 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 le funzioni che la piattaforma svolgerà e come avverrà la migrazione sulla piattaforma dei dati di base dei punti di misurazione attualmente gestiti a livello decentrale. 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.

Capoversi 2-4: per valutare la domanda il DATEC può consultare anche esperti esterni. Se vengono presentate più domande conformi ai requisiti di legge, deve essere approvata quella che li soddisfa al meglio, tanto più che la legge prevede un unico gestore (e non più di uno). Se il DATEC richiede miglioramenti o ulteriori informazioni, deve fissare un termine adeguato per la loro integrazione. Nel caso la domanda sia accolta, esso stabilisce l'importo per il rimborso dei costi di cui all'articolo 17h capoverso 4 LAEI. Sono determinanti tutti i costi non coperti del richiedente per la realizzazione della piattaforma dei dati, maggiorati di un interesse pari al costo del capitale di terzi secondo l'allegato 1. Poiché i conferimenti operati per le quote del gestore della piattaforma non possono essere rimborsati ai rispettivi

proprietari, tali somme di denaro non possono nemmeno essere considerate nel calcolo dei costi non coperti (cfr. tuttavia art. 8i cpv. 3). Il relativo importo deve essere rimborsato dal gestore della piattaforma secondo il capoverso 4 entro dieci anni dalla messa in esercizio. Dopo la costituzione, 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. 8g 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. Il richiedente di cui all'articolo 8g capoverso 1 deve dimostrare di soddisfare i requisiti per l'organizzazione del gestore della piattaforma.

Art. 8h Compiti del gestore della piattaforma

Capoverso 1: il gestore della piattaforma è responsabile della gestione sicura, performante ed efficiente della corrispondente infrastruttura allo scopo di svolgere i processi di scambio dei dati disciplinati dalla legge e dall'ordinanza. In particolare, è tenuto a provvedere alla manutenzione permanente delle relative tecnologie di informazione e comunicazione e, se necessario, al loro ulteriore sviluppo tecnologico.

Capoversi 2–3: il gestore della piattaforma dei dati deve garantire la sicurezza dei dati. Ciò riguarda in particolare i dati di base salvati sulla piattaforma (cfr. art. 17g cpv. 2 LAEI), definiti nell'allegato 1a.

Capoverso 4: nella misura in cui sia necessario per i processi di scambio, il gestore della piattaforma è responsabile dell'aggregazione dei dati. 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 di consumo e immissione devono essere pubblicati con risoluzione di un quarto d'ora con 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.

Capoverso 5: 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 a terzi, tramite la piattaforma, i diritti di accesso ai loro dati di base e di misurazione. Il gestore della piattaforma garantisce dal punto di vista tecnico e organizzativo che i dati degli ultimi cinque anni possano essere pubblicati e trasmessi nella forma corrispondente (cfr. art. 8e cpv. 1) già a partire dalla messa in servizio della stessa.

Capoverso 6: lo scopo principale della piattaforma consiste nel migliorare la qualità dello scambio di dati. Il gestore della piattaforma pertanto verifica regolarmente che i dati siano messi a disposizione tramite la piattaforma nella qualità richiesta.

Capoverso 7: i dati sulla qualità dei dati sono messi a disposizione della EICom e dell'UFE per l'adempimento dei rispettivi compiti legislativi ed esecutivi (art. 17g cpv. 3 LAEI).

Capoverso 8: questo capoverso garantisce che i dati necessari per il funzionamento della piattaforma dei dati non vadano persi, qualora il gestore della piattaforma interrompa l'attività o dichiari fallimento. In tal caso il gestore dovrebbe trasmettere i relativi dati alla Confederazione per consentirle la tempestiva continuazione dell'attività della piattaforma (o la creazione di una nuova piattaforma) (cfr. art. 17h cpv. 3 LAEI).

Art. 8i 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 3–6* contengono disposizioni per il calcolo dei costi d'esercizio e del capitale. Per il calcolo dei costi del capitale, conformemente al *capoverso 5* si applicano per analogia le disposizioni dell'articolo 13 capoversi 2 e 3. In deroga a ciò, i beni patrimoniali necessari alla gestione della piattaforma non vengono remunerati al tasso d'interesse calcolatorio (WACC), bensì al tasso di costo del capitale di terzi secondo l'allegato 1. Il ricavo da tale remunerazione è destinato ai proprietari delle quote proporzionalmente ai loro conferimenti. 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. 6). Inoltre, il divieto di rimborso dei conferimenti impedisce il rimborso delle quote ai rispettivi proprietari. Il pagamento degli interessi di cui al *capoverso 5* è pertanto inteso a garantire che i proprietari delle quote siano indennizzati almeno per il mancato introito dovuto al capitale vincolato al conferimento.

Capoverso 7: il conto dei costi deve essere presentato annualmente alla EICom affinché possa verificare i costi e i compensi del gestore della piattaforma (art. 22 cpv. 2 lett. g LAEI). Il gestore della piattaforma fornisce alla EICom la documentazione e le informazioni necessarie a tal fine (art. 25 cpv. 1 LAEI).

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 abituali di un gestore della rete di distribuzione secondo l'articolo 8 capoverso 1 lettera a LAEI, questi deve assumerne i costi. Non è giustificato trasferire questi costi, già intervenuti, a tutti i consumatori finali mediante attribuzione alla rete di trasporto (art. 20a cpv. 5 primo periodo LAEI). Si tratta in particolare della commutazione, della regolazione e del monitoraggio nonché dell'ottimizzazione dei carichi tramite la gestione del carico e gli impianti di telecontrollo. I costi derivanti dall'attuazione dei provvedimenti di cui all'articolo 20a LAEI a tutti i livelli di rete (p. es. energia di compensazione, costi del prelievo) sono invece computabili alla rete di trasporto ai sensi dell'articolo 15 capoverso 1 LAEI, nella misura in cui sono necessari per una rete sicura, performante ed efficiente.

Art. 13a^{bis} lett. b

L'applicazione dell'articolo 13a lettera b viene adeguata alle modifiche legislative connesse alla flessibilità.

Art. 13e Potenziamenti della rete e delle linee di raccordo 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 forfettaria secondo l'articolo 15b capoverso 4 LAEI non è appropriata dato il numero esiguo di casi.

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

Secondo il *capoverso 2*, la remunerazione forfettaria ammonta a 59 franchi.

L'importo massimo per il potenziamento delle linee di raccordo secondo l'articolo 15b capoverso 5 LAEI è di 50 franchi (*cpv. 3*).

Poiché i potenziamenti di rete sono remunerati secondo l'articolo 15b LAEI, essi devono essere dedotti dagli attivi fissi regolamentari (*cpv. 4*). La EICom stabilirà le modalità di attuazione di tale disposizione (cfr. commenti al cpv. 7 lett. c).

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*, al momento della chiusura annuale e sulla base dei verbali di messa in esercizio congeggiano con la società nazionale di rete le remunerazioni forfettarie per i potenziamenti della rete (*lett. a*). Inoltre, raggruppano le singole domande dei produttori per il potenziamento delle linee di raccordo, le trasmettono 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 (*lett. b*). Infine i gestori delle reti di distribuzione indicano ogni anno nel rapporto di gestione i potenziamenti di rete effettuati e le remunerazioni ricevute (*lett. c*). Gli oneri sostenuti dai gestori di rete nell'ambito dell'esecuzione dell'articolo 15b LAEI rientrano fra i costi computabili.

I gestori di rete 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 interessata della linea di raccordo), nonché per trasmetterli in forma unitaria alla società nazionale di rete ed elaborarli. 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 verifica sommariamente le remunerazioni richieste per i potenziamenti della rete e delle linee di raccordo (*lett. a*) e riferisce annualmente alla EICom e, su richiesta, all'UFE in merito ai potenziamenti effettuati e alle remunerazioni versate (*lett. b*). Quest'ultima attività 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. 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 (con remunerazione forfettaria) 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. 2 lett. b e cpv. 3

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

Capoverso 3: per un'imputazione dei costi il più possibile basata sul principio di causalità, la ponderazione della componente di potenza (valore medio delle potenze massime mensili) è aumentata dal 60 al 90 per cento. La componente di lavoro (somma dell'energia elettrica acquistata) si riduce dal 30 al 10 per cento. Viene eliminata la tariffa di base fissa per punto di prelievo, finora del 10 per cento, che involontariamente generava anche incentivi alla riduzione dei punti di raccordo tra la rete di trasporto e quella di distribuzione. Questo effetto è dannoso per la stabilità della rete e quindi per la sicurezza dell'approvvigionamento.

Art. 16 cpv. 1 e 1^{bis}

Capoverso 1: analogamente alla nuova norma nell'articolo 15, anche a livello di rete di distribuzione è aumentata la ponderazione della componente di potenza, che passa dal 70 al 90 per cento. Per contro, la componente di lavoro scende dal 30 al 10 per cento.

Il nuovo *capoverso 1^{bis}* introduce il principio dell'importo netto: per rispettare maggiormente il principio di causalità, anche considerando la produzione sempre più decentralizzata di energia elettrica, in futuro nella traslazione dei costi si terrà conto anche dei flussi di elettricità «dal basso verso l'alto», se e nella misura in cui superano quelli nella direzione opposta. Il principio dell'importo netto riguarda solo la componente legata al lavoro; la componente legata alla potenza rimane invariata.

Art. 17 cpv. 2

Il nuovo capoverso precisa che, nel quadro della traslazione dei costi, per il calcolo dei valori di potenza si considera la potenza netta nei punti di interconnessione della rete. Questa potenza netta è determinata per le reti collegate galvanicamente.

Art. 18 Principi applicabili alle tariffe per l'utilizzazione della rete a tutti i livelli di rete

Per maggiore chiarezza, le disposizioni di esecuzione relative alle tariffe per l'utilizzazione della rete sono suddivise in due disposizioni. L'*articolo 18* riporta le disposizioni applicabili a tutti i livelli di rete e di tensione, mentre il nuovo articolo 18a quelle concernenti in modo specifico il livello di rete 7 (livello di bassa tensione).

Il *capoverso 1* precisa che le tariffe per l'utilizzazione della rete sono fissate per la durata di un anno civile, come avviene anche per le tariffe del servizio universale e di misurazione.

Per motivi di chiarezza e di migliore comprensione, il *capoverso 2* disciplina espressamente la composizione dei diversi gruppi di clienti, che si contraddistinguono per l'uniformità dei menù tariffari.

Capoverso 3: i gestori di rete sono liberi di scegliere se offrire ai consumatori finali di un gruppo di clienti altre tariffe per l'utilizzazione della rete oltre a quella standard. La tariffa standard va definita come tale al fine di distinguerla in modo trasparente dalle eventuali tariffe opzionali.

Il *capoverso 4* disciplina due principi per la strutturazione delle singole tariffe, che si tratti di tariffe standard o opzionali. La *lettera a* chiarisce che, in linea di principio, i gestori di rete sono liberi nella scelta e nella ponderazione delle singole componenti tariffarie. Vale la libertà tariffaria. In generale, esistono tre diverse componenti tariffarie.

Per la cosiddetta componente di lavoro è determinante la somma dell'energia elettrica prelevata. In altre parole, sono determinanti i chilowattora acquistati nel corso dell'anno tariffario. Nel caso della cosiddetta componente di potenza, ciò che conta è la potenza massima ricevuta dal consumatore finale in un determinato periodo di tempo. Nella prassi attuale ci si basa sulle potenze massime mensili (prelievo massimo di energia elettrica). Senza un sistema di misurazione intelligente, il gestore di rete può basarsi in alternativa anche sul dimensionamento dell'allacciamento. Oltre alle componenti di lavoro e potenza, i gestori di rete possono includere nelle tariffe anche le cosiddette tariffe di base (componenti di base fisse), indipendenti dai consumi e dalle potenze. La libertà tariffaria non è illimitata. In primo luogo, alcuni limiti derivano già dai principi tariffari di cui all'articolo 14 capoverso 3 della legge. Ai sensi della lettera a di tale capoverso, le tariffe devono da un lato riflettere i costi generati (principio di causalità). Dall'altro, secondo la lettera b, devono tenere conto degli obiettivi di un'infrastruttura di rete e di un utilizzo dell'energia elettrica efficienti e incentivare l'esercizio stabile e sicuro della rete. Quest'ultimo aspetto pone alcuni limiti alla ponderazione della componente di potenza. Se è vero che le tariffe basate sulla potenza sono fondamentalmente al servizio del principio di causalità, per il totale dei costi di rete non contano tanto la somma annua dei chilowattora quanto piuttosto il rispettivo carico massimo. D'altro canto, però, le componenti di lavoro incentivano maggiormente l'utilizzo efficiente dell'elettricità. La prassi della EICOM può pertanto determinare limiti massimi o minimi alla ponderazione di singole componenti tariffarie; a questo riguardo, in considerazione delle diverse realtà tecniche ed economiche, è possibile differenziare anche tra i diversi livelli di rete. In secondo luogo, la libertà tariffaria è limitata anche dalle disposizioni tariffarie specifiche per il livello della bassa tensione, in particolare dalle componenti minime di lavoro di cui all'articolo 18a capoverso 2 lettere a e c nonché capoverso 5.

Lettera b: poiché secondo l'articolo 14 capoverso 3 lettera a della legge le tariffe per l'utilizzazione della rete non devono più presentare strutture «semplici» ma soltanto «comprensibili», d'ora in poi vi saranno maggiori libertà per le tariffe la cui struttura può cambiare nel corso dell'anno tariffario in funzione di determinati fattori. Con questo si intendono le cosiddette tariffe dinamiche. Secondo la *lettera b*, tali tariffe sono ammesse se incentivano in modo mirato un comportamento al servizio della rete. Servono incentivi mirati per ridurre i contributi individuali al rispettivo carico di punta nella rete. La EICOM valuta, sia in caso di controversia sia d'ufficio, se la struttura concreta della tariffa risponda a tale obiettivo e se si possa quindi parlare di una tariffa dinamica. Si tratta in particolare della scelta dei parametri di riferimento relativi alla rete e della determinazione del loro influsso sulla variabilità delle singole componenti tariffarie; in linea di principio i gestori di rete sono liberi di scegliere la loro composizione. Si richiede che la struttura della tariffa possa variare almeno ogni ora. In linea di principio è ammessa una granularità ancora più precisa delle tariffe nel caso si tratti pur sempre di «strutture semplici» ai sensi dell'articolo 14 capoverso 3 lettera a LAEI. La dinamica può riferirsi alla componente di lavoro o alla componente di potenza. La metodologia concreta sarà pubblicata al più tardi entro la fine di agosto dell'anno precedente. Ciò implica che, sulla base della metodologia pubblicata, la fissazione delle tariffe può essere modificata entro il giorno precedente o in futuro anche in tempo reale, in modo da registrare le attuali carenze di rete.

Art. 18a Tariffe per l'utilizzazione della rete del livello di bassa tensione

Le nuove disposizioni per la definizione delle tariffe al livello di rete 7 mantengono il concetto del gruppo di clienti di base: indipendentemente dal profilo di acquisto e dall'eventuale consumo proprio, i consumatori finali ordinari di cui al *capoverso 1 lettera a* continuano ad appartenere allo stesso gruppo di clienti. Secondo la *lettera b*, i consumatori finali non ancora dotati di un sistema di misurazione intelligente devono essere assegnati a un gruppo di clienti a sé stante, nel quale vigono particolari disposizioni tariffarie (cpv. 5). Ciò vale indipendentemente dal loro consumo annuo e dall'utilizzo dell'immobile durante tutto l'anno, vale a dire indipendentemente dal fatto che soddisfino o meno le caratteristiche del gruppo di clienti di base.

Capoverso 2: per le tariffe per l'utilizzazione della rete del gruppo di clienti di base i gestori di rete possono applicare, come di consueto, tariffe per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro minima del 70 per cento (*lett. a*). Sono ora ammesse anche le tariffe dinamiche per l'utilizzazione della

rete (*lett. b*), descritte all'articolo 18 capoverso 4 lettera b. La *lettera c*, in combinato disposto con il capoverso 3, consente anche una forma semplificata di tariffe per l'utilizzazione della rete dinamizzate con tariffe di potenza variabili nel tempo, stabilite in anticipo per un anno tariffario in base al carico massimo. Al momento del loro utilizzo deve essere contemporaneamente fissata una componente di lavoro non degressiva pari ad almeno il 50 per cento.

Il capoverso 4 concretizza in ambito tariffario il principio di causalità (art. 14 cpv. 3 lett. a LAEI), ossia che i consumatori finali con consumo proprio e i raggruppamenti ai fini del consumo proprio, appartenenti al gruppo dei clienti di base, non devono risultare svantaggiati nella tariffazione considerata nel suo complesso all'interno del gruppo di clienti di base. Questa precisazione serve in un certo senso a correggere le maggiori libertà tariffarie introdotte dalla presente revisione dell'OAEI. Determinante è la struttura delle singole componenti tariffarie, ossia quelle legate al lavoro, alla potenza e di base, e una struttura tariffaria eventualmente dinamica.

Capoverso 5: per i consumatori finali non ancora dotati di sistemi di misurazione intelligenti (*cpv. 1 lett. b*) rimane invariata l'attuale disposizione tariffaria (componente di lavoro pari ad almeno il 70%). A questo gruppo di clienti non è possibile applicare tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete.

Al di fuori del campo di applicazione dell'*articolo 18a*, i gestori delle reti di distribuzione sono tenuti a rispettare soltanto i principi tariffari previsti per legge (art. 14 cpv. 3 LAEI) e le disposizioni generali d'esecuzione dell'articolo 18. Ciò vale in particolare per tutti i livelli di rete superiori (oltre il livello di rete 7) e per tutti i consumatori finali con un consumo annuo pari o superiore a 50 MWh.

Art. 18c 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 già esonerati dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete in base alla precedente normativa. Finora l'esenzione è stata stabilita escludendo gli attori dalla definizione di consumatore finale; con la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili questa eccezione decade e anche gli attori 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, che ora sono esentati dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, sono trattati in modo analogo.

Art. 18d Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Capoverso 1: analogamente all'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete di cui all'articolo 18c, anche nel caso del rimborso di tale corrispettivo non sono dovute le componenti tariffarie supplementari. Tali importi devono essere rimborsati proporzionalmente alla quantità di elettricità immessa in rete. Esempi di calcolo per determinare l'importo del rimborso sono riportati nella parte generale del rapporto esplicativo.

Capoverso 2: il diritto al rimborso è limitato alla componente tariffaria di lavoro del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Per il prezzo della potenza, che serve alla remunerazione della capacità di allacciamento, non è indicato alcun rimborso. Anche i prezzi di base, che coprono i costi strutturali, non vengono rimborsati. Le tariffe dinamiche che si riferiscono all'energia o alle potenze orarie sono trattate analogamente alla componente tariffaria di lavoro.

Capoverso 3: l'importo del rimborso è riconosciuto nell'ambito del conteggio regolare sotto forma di riduzione dei costi per i corrispettivi.

Capoverso 4: secondo l'articolo 14a capoverso 1, i gestori di rete rimborsano, su richiesta, il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Pertanto, secondo il capoverso 4 i gestori di rete mettono a disposizione un apposito modulo per la presentazione della domanda. In merito a eventuali controversie relative al rimborso (diritto / quantificazione del diritto) decide la EICom (art. 22 cpv. 1 e 2 lett. a LAEI).

Art. 18e Rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per gli impianti per la trasformazione dell'energia elettrica

Capoverso 1: per conoscere il quantitativo di elettricità prelevata dalla rete per la trasformazione, l'impianto di trasformazione deve essere dotato di un sistema di misurazione intelligente (prelievo dalla rete). Su queste base possono essere acquistate le garanzie di origine (GO) per il quantitativo di elettricità prelevato dalla rete. Nella produzione di idrogeno, le garanzie di origine dell'energia elettrica vengono trasformate in garanzie di origine dell'idrogeno. Con la riconversione in elettricità vengono emesse nuove garanzie di origine dell'energia elettrica. In questo modo è possibile tracciare l'elettricità trasformata in idrogeno.

Capoverso 2: la disposizione concretizza le condizioni per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete agli impianti pilota e di dimostrazione (art. 14a cpv. 4 lett. c LAEI). Il limite di 200 MW rappresenta la somma complessiva di tutti gli impianti aventi diritto al rimborso in Svizzera. L'assegnazione avviene secondo il principio «first come, first served». Per essere riconosciuto come avente diritto al rimborso, l'impianto deve presentare caratteristiche tecniche o operative innovative (*capoverso 3*).

Capoversi 4–5: secondo l'articolo 14a capoverso 4 lettera c LAEI, gli impianti pilota e di dimostrazione beneficiano del rimborso soltanto se la potenza di tutti gli impianti pilota e di dimostrazione ammissibili al rimborso non supera i 200 MW. L'UFE, in qualità di autorità preposta al rilascio dell'autorizzazione per il sostegno ai progetti pilota e di dimostrazione (art. 67 OEn), viene informata dai gestori di rete in merito alle domande di rimborso e può pubblicare la potenza complessiva di tutti gli impianti ammessi al rimborso sino a quel momento.

Capoverso 6: attua il termine di cui all'articolo 14a capoverso 6 LAEI. Conformemente al senso e allo scopo della norma, è prevista una durata massima di 20 anni, corrispondente alla normale durata di vita di tali impianti.

Art. 18f Assunzione dei costi per la misurazione dei quantitativi di elettricità degli impianti

Capoverso 1: la disposizione si basa sull'articolo 14a capoverso 5 lettera a, secondo cui il Consiglio federale può addossare ai gestori degli impianti i costi per le misurazioni necessarie per fornire la prova delle quantità di elettricità.

Capoverso 2: se nello stesso punto di allacciamento alla rete è installato un impianto di produzione, l'immissione può provenire anche da questa fonte, motivo per cui è necessaria una misurazione supplementare per la prova del quantitativo di elettricità proveniente dall'impianto di stoccaggio. In tutti gli altri casi non deve essere installato alcun dispositivo di misurazione supplementare per l'impianto di stoccaggio. Se nello stesso punto di allacciamento alla rete non è installato alcun impianto di produzione, per una soluzione pragmatica si tiene conto, indipendentemente dal prelievo effettivo al punto di allacciamento alla rete, dell'intera quantità di elettricità reimmessa dall'impianto di stoccaggio (quindi anche delle corrispondenti immissioni tramite impianti di stoccaggio mobili).

Capoverso 3: per gli impianti di cui all'articolo 14a capoverso 4 lettere b e c LAEI è necessaria una misurazione separata, in particolare se a monte dello stesso punto di allacciamento alla rete è installato un impianto di produzione. Per gli impianti di cui all'articolo 14a capoverso 4 lettera c LAEI è inoltre necessaria una misurazione separata anche se per la trasformazione non viene utilizzato l'intero prelievo di elettricità.

Art. 18g Direttive per il rimborso del corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Capoversi 1 e 2: i gestori di rete elaborano direttive insieme alle cerchie interessate. Si tratta in particolare dei rappresentanti dei gestori degli impianti di stoccaggio e degli impianti di trasformazione (Swiss eMobility, aeesuisse). Inoltre, ai sensi dell'articolo 27 capoverso 4, i gestori di rete consultano i rappresentanti dei consumatori finali e dei produttori. Dal punto di vista organizzativo, la direttiva dovrà prevedere in particolare i dettagli del processo di attuazione, ad esempio la notifica da parte dei gestori degli impianti ai fini del rimborso (modulo), le disposizioni del gestore di rete per registrare i quantitativi di energia elettrica corrispondenti (eventuale installazione di un sistema di misurazione) e, se del caso, i criteri formali per le modalità di fatturazione.

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

Cpv. 1

La ECom 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 utilizzare i costi di gestori di rete comparabili. Tuttavia, per quanto riguarda i costi di utilizzazione della rete, la ECom 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 le parti interessate per meglio cogliere le rispettive specificità. La decisione finale sul loro utilizzo spetta alla ECom.

Cpv. 2

Il confronto deve essere effettuato sulla base di criteri appropriati. Ciò significa, tra l'altro, prendere 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, non è più richiesto di fare riferimento a valori comparabili internazionali per il confronto dell'efficienza, poiché il sistema di regolazione svizzero si differenzia dagli altri sistemi di regolazione. In questo modo aumenta l'applicabilità di questa norma.

Cpv. 3

Nelle verifiche dei costi la ECom tiene conto dei risultati della regolazione Sunshine (art. 22a LAEI e art. 26d OAEI), che forniscono un primo indizio per eventuali correzioni.

Cpv. 4

Gli articoli 4f e 18b sulle differenze di copertura rendono obsoleto il precedente articolo 19 capoverso 2. Le correzioni di un utile ingiustificato derivante da tariffe eccessive per l'utilizzazione della rete, dell'elettricità o di misurazione vengono apportate tramite le differenze di copertura. In tal modo, i costi risultanti eccessivi dal confronto sono compensati da una riduzione delle tariffe in questione, compensazione che deve avvenire entro un anno tariffario.

Art. 19a Flessibilità al servizio della rete e flessibilità esistente

Soltanto in caso di utilizzo della flessibilità al servizio della rete il gestore di una rete di distribuzione può ricorrere alla flessibilità di un titolare. In questo contesto, i gestori delle reti di distribuzione possono esigere di ricorrere agli utilizzi della nuova flessibilità (art. 17c cpv. 2 LAEI in combinato disposto con l'art. 19b OAEI), della flessibilità esistente (art. 17c cpv. 2 e 3 LAEI in combinato disposto con l'art. 19c OAEI) e, in determinate situazioni, agli utilizzi *garantiti* della flessibilità (art. 17c cpv. 4 e 5 LAEI in combinato disposto con l'art. 19d OAEI).

Per avere accesso alla flessibilità, il gestore della rete di distribuzione deve essere in grado di giustificare un intervento volto a mitigare situazioni di rete sensibili a livello locale, cioè a livello della propria rete di distribuzione (rispetto, ad esempio, alla rete di trasporto), e a evitare, ridurre o differire un ampliamento

della rete non efficiente sotto il profilo economico. La messa fuori servizio o la riduzione della potenza di impianti di produzione decentralizzati al fine di evitare picchi di immissione elevati, l'utilizzo di dispositivi di stoccaggio al servizio della rete o il riporto controllato dei consumi da parte del gestore della rete di distribuzione (*load shifting*) ne sono un esempio. L'utilizzo della flessibilità finalizzato all'ottimizzazione della distribuzione di energia non viene invece considerato al servizio della rete.

Cpv. 2

L'articolo 17c capoverso 3 LAEI prevede un sistema specifico di opt-out per le cosiddette flessibilità «esistenti». Tale prerogativa consente al gestore della rete di distribuzione di gestire la flessibilità già esistente prima dell'entrata in vigore della legge e mantenere i risultati di pianificazione esistenti nel quadro della flessibilità. La flessibilità è considerata esistente se, al 1° gennaio 2025, il gestore della rete di distribuzione ha installato un sistema di controllo e di regolazione intelligente presso un titolare della flessibilità al fine di utilizzare la sua flessibilità. Tale sistema comprende anche gli invertitori. Tuttavia, non è necessario che il gestore di rete abbia effettivamente utilizzato la flessibilità del titolare per poterla qualificare come esistente.

Art. 19b Ricorso agli utilizzi della nuova flessibilità

Cpv. 1

L'utilizzo della nuova flessibilità implica un nuovo rapporto tra il gestore della rete di distribuzione e il titolare della flessibilità. Per accedervi, il gestore deve operare nel proprio comprensorio e utilizzare la flessibilità al servizio della rete conformemente all'articolo 19a capoverso 1 OAEI. Tale legame deve inoltre tradursi in un contratto e in una remunerazione. A tale riguardo, la EICOM può intervenire in qualsiasi momento e adeguare le remunerazioni che considera abusive (art. 22 cpv. 2 lett. d n. 2 LAEI). Il contenuto minimo del contratto è fissato al capoverso 1.

L'utilizzo di un sistema di controllo e di regolazione intelligente da parte del gestore della rete richiede il consenso del titolare della flessibilità (trasferimento dell'art. 8c cpv. 1 OAEI). Tale sistema comprende anche gli invertitori. Se il titolare della flessibilità non dispone ancora di un dispositivo, quest'ultimo è installato secondo le modalità previste dal contratto. Non è tuttavia escluso che tale dispositivo sia già stato installato presso il titolare della flessibilità dal gestore della rete di distribuzione (ad es. in vista di un ricorso agli utilizzi garantiti ai sensi dell'art. 19d OAEI).

Cpv. 2

Affinché il titolare della flessibilità sia consapevole dell'utilizzo effettivo della sua flessibilità, è indispensabile che il gestore della rete di distribuzione lo informi al riguardo secondo le modalità previste nel contratto, ma almeno a ogni fatturazione. Tali informazioni possono essere fornite, ad esempio, tramite un portale clienti specifico per ogni titolare della flessibilità.

Cpv. 3

Trasferimento dell'articolo 8c capoverso 3 OAEI.

Art. 19c Ricorso agli utilizzi della flessibilità esistente

Cpv. 1

Il ricorso all'utilizzo della flessibilità esistente è una prerogativa del gestore della rete di distribuzione. Tale prerogativa gli consente di gestire la flessibilità già esistente prima dell'entrata in vigore della legge e di mantenere i risultati di pianificazione esistenti nell'ambito della flessibilità. Tuttavia, per potervi accedere, il gestore deve operare nel proprio comprensorio e utilizzare la flessibilità al servizio della rete conformemente all'articolo 19a capoverso 1 OAEI.

Tale ricorso alla flessibilità richiede tuttavia un adeguamento non discriminatorio del contratto di utilizzazione della rete. Questo adeguamento contrattuale deve peraltro avvenire imperativamente prima di

qualsiasi utilizzo effettivo della flessibilità. Tuttavia, trattandosi di una prerogativa conferita al gestore della rete di distribuzione, il contratto si considera accettato dal titolare della flessibilità, a meno che quest'ultimo non manifesti espressamente il proprio disaccordo al gestore di rete (cfr. cpv. 2).

Nell'ambito dell'adeguamento del contratto, il gestore della rete di distribuzione deve informare il titolare della flessibilità delle situazioni in cui il suo impianto può servire la rete ai sensi dell'articolo 19a OAEI. Inoltre precisa la portata dell'utilizzo previsto della flessibilità a tale scopo (lett. a). Informa inoltre il titolare della flessibilità sulle modalità di utilizzo del sistema di controllo e di regolazione intelligente (lett. b). Le parti concordano inoltre sul modo in cui il titolare della flessibilità deve essere informato dell'utilizzo effettivo della sua flessibilità e della frequenza della comunicazione (lett. c). Il contratto dovrà inoltre contenere una clausola che fissi la remunerazione per l'utilizzo effettivo della flessibilità. Essa deve basarsi su criteri oggettivi e non discriminatori (lett. d). A tale riguardo, l'ECom può intervenire in qualsiasi momento e adeguare gli indennizzi che considera abusivi (art. 22 cpv. 2 lett. d n. 2 LAEI). Il gestore della rete di distribuzione deve inoltre informare il titolare della flessibilità dei vari soggetti autorizzati ad utilizzare la flessibilità in sua vece, affinché detto titolare sia pienamente consapevole delle diverse opzioni disponibili e possa così scegliere liberamente a chi concedere l'accesso alla propria flessibilità (lett. e). Alcuni operatori, ad esempio gli aggregatori, hanno interesse ad utilizzare la flessibilità al servizio del sistema. I titolari della flessibilità potrebbero quindi scegliere di metterla a loro disposizione dietro compenso. Infine, il contratto deve contenere una clausola che informi il titolare della flessibilità in merito al suo diritto di vietare l'utilizzo di un sistema di controllo e di regolazione intelligente e agli effetti di tale divieto (lett. f). Tale clausola deve essere sufficientemente riconoscibile, chiara e precisa. Il gestore della rete di distribuzione deve in ogni caso richiamare l'attenzione del titolare della flessibilità sul fatto che una sua mancata risposta equivale a una tacita accettazione della modifica contrattuale.

Se risulta che la prerogativa concessa ai gestori delle reti di distribuzione contribuisce a far sì che il potenziale di altri utilizzi della flessibilità non sia pienamente sfruttato, il Consiglio federale può eventualmente adottare delle misure. Esse possono includere l'introduzione di forme di commercializzazione indipendenti dal gestore della rete, come l'uso di una piattaforma neutrale dedicata alla flessibilità per un comprensorio. Esse possono anche assumere la forma di una revoca totale della prerogativa accordata.

Cpv. 2

Il capoverso 2 attua il diritto dei titolari della flessibilità di rifiutare l'utilizzo di un sistema di controllo e di regolazione intelligente e, di conseguenza, l'utilizzo effettivo della loro flessibilità da parte del gestore della rete di distribuzione. La struttura giuridica dell'articolo 17c capoverso 3 LAEI prevede che i titolari della flessibilità debbano espressamente opporsi all'utilizzo del sistema, altrimenti si ritiene che vi abbiano acconsentito (*opt-out*). Tuttavia, il rifiuto non implica la disinstallazione del dispositivo.

Questa possibilità di rifiuto viene offerta ai titolari della flessibilità al momento della ricezione dell'adeguamento del contratto di utilizzo della rete di cui al capoverso 1 oppure con un preavviso di un mese per la fine di un trimestre.

Cpv. 3

Affinché il titolare della flessibilità sia consapevole dell'utilizzo effettivo della sua flessibilità, è indispensabile che i gestori delle reti di distribuzione lo informino al riguardo secondo le modalità previste nel contratto, ma almeno a ogni fatturazione. Tali informazioni possono essere fornite, ad esempio, tramite un portale clienti specifico per ogni titolare della flessibilità.

Art. 19d Ricorso agli utilizzi garantiti della flessibilità

Cpv. 1

Il ricorso agli utilizzi garantiti della flessibilità è un'ulteriore prerogativa dei gestori delle reti di distribuzione. Tuttavia, per potervi accedere, il gestore di rete deve operare nel proprio comprensorio e utilizzare la flessibilità al servizio della rete ai sensi dell'articolo 19a capoverso 1 OAEI e per una delle garanzie di cui all'articolo 17c capoverso 4 LAEI. Contrariamente alla prerogativa di cui all'articolo 19c OAEI, il titolare della flessibilità non può vietare tale utilizzo e ciò non comporta alcuna remunerazione.

Cpv. 2

Tale ricorso alla flessibilità comporta l'obbligo per il gestore della rete di distribuzione di informare il titolare della flessibilità in questione. Tale informazione differisce a seconda che l'utilizzo avvenga per l'adeguamento dell'immissione (art. 17c cpv. 4 lett. a LAEI) o in caso di grave e imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete (art. 17c cpv. 4 lett. b LAEI). Nel primo caso, l'informazione deve essere fornita su richiesta, ma almeno a ogni fatturazione. Ciò può avvenire, ad esempio, tramite un portale clienti specifico per ogni titolare della flessibilità. Nel secondo caso, l'informazione deve essere fornita immediatamente. Una comunicazione è considerata immediata se effettuata entro tre giorni dall'effettivo utilizzo della flessibilità.

Cpv. 3

Poiché il ricorso agli utilizzi garantiti è assicurato anche se questi contrastano con i diritti di utilizzo detenuti da terzi, è imperativo che questi ultimi possano, su richiesta, ottenere informazioni su tali utilizzi dai gestori delle reti di distribuzione.

Cpv. 4

In generale, i gestori delle reti di distribuzione devono informare i titolari della flessibilità interessati e i terzi direttamente soggetti a limitazioni dei propri diritti in merito alla quantità di energia [kWh] utilizzata per le garanzie di cui all'articolo 17c capoverso 4 LAEI. Il gestore di rete sceglie il mezzo di comunicazione a tal fine, ma garantisce trasparenza e un'accessibilità affidabile e aggiornata.

Cpv. 5

Trasferimento dell'articolo 8c capoversi 5 e 6 OAEI, che viene così ampliato con l'utilizzo garantito della flessibilità di cui all'articolo 17c capoverso 4 lettera a LAEI.

Cpv. 6

L'utilizzo della flessibilità è garantito attraverso l'adeguamento dell'immissione nella rete pubblica. La portata di tale garanzia è limitata a una quota massima del 3 per cento dell'energia prodotta annualmente per impianto. Al di là di questo 3 per cento, l'utilizzo della flessibilità richiede la stipula o l'adeguamento del contratto, ai sensi dell'articolo 19b o 19c OAEI, a seconda che la flessibilità sia considerata come esistente o meno. In ogni caso, il superamento della soglia del 3 per cento comporta il versamento di un indennizzo al titolare della flessibilità.

I gestori delle reti di distribuzione sono responsabili dell'elaborazione di direttive trasparenti e non discriminatorie, che disciplinano l'attuazione tecnica della gestione dell'immissione. Essi definiscono una prassi comune per valutare l'adeguamento dell'immissione. Se non riescono ad accordarsi sulle direttive da adottare in tempo utile o se queste non sono adeguate, l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione in questi settori (art. 27 cpv. 4 OAEI).

Art. 19e Costituzione di una comunità locale di energia elettrica

Il *capoverso 1* fissa la produzione minima di elettricità (cfr. art. 17d cpv. 2 lett. c LAEI) di una comunità locale di energia elettrica (CLE) in due volte superiore rispetto a quella dei raggruppamenti ai fini del consumo proprio (cfr. art. 15 cpv. 1 OEn). Ciò è dovuto al fatto che per una CLE è relativamente più facile introdurre al suo interno impianti di produzione poiché, a differenza di un raggruppamento ai fini del consumo proprio, non è vincolata al luogo di produzione (art. 14 OEn).

La disposizione nel *capoverso 2* si ritrova identica nell'articolo 15 capoverso 2 OEn.

Il *capoverso 3* limita l'estensione geografica di una CLE: in primo luogo, deve essere limitata al territorio di un Comune (art. 17d cpv. 3 secondo periodo). Inoltre, se sul territorio comunale in questione operano più gestori di rete, la comunità deve limitarsi a un solo comprensorio. Sono inoltre esclusi livelli di tensione superiori a 36 kV (livelli di rete 1–4). Innanzitutto, a questi livelli di tensione più elevati non deve essere collegato nessun utente. In secondo luogo, tenendo conto della topologia della rete, la situazione degli allacciamenti alla rete dei diversi utenti deve essere tale da consentire a ogni impianto di produzione della comunità di rifornire qualsiasi utente finale della comunità senza ricorrere a tali livelli di tensione più elevati. Questa restrizione impedisce che le comunità possano estendersi eccessivamente sul territorio di Comuni molto vasti, il che sarebbe in contrasto con il requisito della «vicinanza» (art. 17d cpv. 2 lett. a e cpv. 3 LAEI).

Il *capoverso 4* precisa che ogni centro di consumo, ogni impianto di produzione e ogni impianto di stoccaggio può essere assegnato a una sola comunità. Naturalmente, i consumatori finali possono includere svariati centri di consumo in diverse comunità.

Capoverso 5: se in un secondo momento uno dei presupposti per la costituzione di una comunità locale di energia elettrica non è più soddisfatto – in particolare se si supera la soglia percentuale di cui al *capoverso 1* – tutti i partecipanti devono essere nuovamente trattati come se non facessero parte di una CLE. In particolare decade l'agevolazione per il corrispettivo per l'utilizzazione della rete ai sensi dell'articolo 19h. Inoltre, i piccoli consumatori rientrano integralmente nel servizio universale del gestore di rete locale.

Art. 19f Rapporto tra i partecipanti

Capoverso 1: come nel caso del raggruppamento ai fini del consumo proprio, anche per la costituzione di una comunità locale di energia elettrica non è necessaria alcuna forma societaria particolare. Analogamente all'articolo 16 capoverso 4 OEn, tuttavia, gli aspetti più importanti devono essere concordati per iscritto. Per quanto riguarda la lettera c occorre notare che si tratta esclusivamente di costi interni. I costi esterni generati dal gestore della rete di distribuzione locale confluiscono nelle sue tariffe per l'utilizzazione della rete, di misurazione e del servizio universale.

Secondo il *capoverso 2* occorre massimizzare il grado di autoapprovvigionamento di una CLE; in altre parole, l'elettricità autoprodotta deve essere distribuita in via prioritaria tra i partecipanti. Le opportunità che si presentano sul mercato dell'elettricità non dovrebbero quindi determinare il luogo di vendita dell'elettricità autoprodotta. La tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete costituisce comunque un incentivo a vendere internamente l'elettricità autoprodotta.

Art. 19g Rapporto con il gestore della rete di distribuzione

I gestori delle reti di distribuzione sono soggetti a diversi obblighi nei confronti delle comunità locali di energia elettrica, la maggior parte dei quali deriva già dalla legge. Compete ad esempio ai gestori di rete dotare tutti i consumatori finali e tutti gli impianti di produzione di un contatore di elettricità intelligente (art. 17d cpv. 2 lett. b e 17a^{bis} cpv. 3 LAEI). Inoltre spetta a loro la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, del corrispettivo per la misurazione e del corrispettivo per la fornitura di energia elettrica nel servizio universale. Importante è inoltre il loro ruolo nell'ambito della gestione dei processi di scambio dei dati (cfr. art. 8e).

Capoverso 1: come nel caso del raggruppamento ai fini del consumo proprio (art. 18 cpv. 1 OEn), al gestore della rete di distribuzione locale devono essere comunicati i principali valori di riferimento della comunità, comprese eventuali modifiche. In assenza di tali dati (in particolare relativi ai partecipanti e agli impianti di produzione) esso non può effettuare i processi di scambio dei dati e di conteggio.

In virtù del *capoverso 2* le comunità locali di energia elettrica hanno bisogno della collaborazione del gestore della rete di distribuzione. Nell'elenco, non esaustivo, sono citati due obblighi di informazione

particolarmente importanti per la costituzione delle CLE. Per quanto riguarda la situazione degli allacciamenti alla rete, si tratta soprattutto dell'ubicazione dei punti di immissione e di prelievo (punti di misurazione) e della rispettiva potenza allacciata alla rete.

Capoverso 3: la fatturazione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è più complessa nel contesto di una CLE, poiché i gestori di rete devono distinguere tra il corrispettivo per l'utilizzazione della rete ridotto e quello dovuto integralmente e tra i flussi di energia elettrica prelevati «internamente» ed «esternamente». L'*articolo 17e capoverso 5 LAEI* facilita loro questo compito. In base a questa disposizione, i «flussi di elettricità interni» prodotti e commercializzati simultaneamente in seno alla comunità sono attribuiti ai singoli consumatori finali (e gestori di impianti di stoccaggio) in modo proporzionale e uniforme in funzione dei loro prelievi di rete. Il *capoverso 3* precisa le fasi di lavoro attraverso le quali i gestori di rete attuano nel dettaglio tale disposizione. Una volta eseguite queste operazioni, il gestore di rete conosce per ogni singolo consumatore finale (e gestore di un impianto di stoccaggio) in che percentuale i suoi prelievi di elettricità beneficiano della tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete e in quale no.

Capoverso 4: nell'ambito del servizio universale, tuttavia, ai fini di questa semplificazione vanno considerati soltanto i prelievi di rete dei consumatori finali effettivamente riforniti nel servizio universale. Per i consumatori finali nel libero mercato occorre osservare che, nell'ambito dei processi informativi di cui all'*articolo 8e*, i gestori di rete devono comunicare al fornitore di energia elettrica in questione la percentuale che si considera autoprodotta dal consumatore finale in applicazione dell'*articolo 17e capoverso 5 LAEI* e *capoverso 3*. Su questa base il fornitore di energia elettrica interessato può emettere la propria fattura.

Capoverso 5: per la riscossione del corrispettivo per la misurazione nell'ambito delle comunità locali di energia elettrica non è necessaria alcuna norma speciale. Particolarmente rilevanti sono i limiti massimi delle tariffe di cui all'*articolo 8 capoverso 2*, che a livello di bassa tensione (livello di rete 7) sono leggermente superiori in caso di partecipazione a una comunità locale di energia elettrica (lett. a n. 1). Questa tariffa massima lievemente superiore tiene conto dell'onere supplementare che i gestori delle reti di distribuzione sostengono nell'ambito di una CLE (dovuto a processi di scambio dei dati più complessi).

Per quanto riguarda la fatturazione, occorre sottolineare altri due aspetti: in primo luogo, la comunità è libera di stabilire una regolamentazione interna per l'assunzione dei costi che si discosti dalla fatturazione del gestore di rete. In particolare si può utilizzare un'altra formula per determinare la chiave di ripartizione di cui al *capoverso 3*, senza che ciò modifichi i rapporti debitori verso l'esterno. In altre parole, il gestore di rete può sempre appellarsi alla ripartizione proporzionale dei flussi di elettricità interni alla comunità di cui all'*articolo 17e capoverso 5 LAEI* e *capoverso 3*. In secondo luogo, per semplificare ulteriormente il processo, sia i gestori di rete che la comunità locale di energia elettrica possono chiedere che la fatturazione sia presentata direttamente al rappresentante della comunità in modo consolidato, ma suddiviso in modo trasparente (art. 17e cpv. 6 LAEI).

Art. 19h Riduzione della tariffa per l'utilizzazione della rete

Secondo l'*articolo 17e capoverso 3 LAEI* i consumatori finali (e i gestori degli impianti di stoccaggio) di una comunità locale di energia elettrica possono richiedere per i «flussi di elettricità interni», vale a dire i quantitativi di elettricità prodotti in seno alla comunità e contemporaneamente venduti al suo interno, uno sconto massimo del 60 per cento sull'usuale tariffa per l'utilizzazione della rete.

In base al *capoverso 1* tale riduzione ammonta al 30 per cento della tariffa standard.

Il *capoverso 2* specifica la modalità di attuazione della riduzione. Ai fini dell'applicazione, si considera soltanto la somma delle immissioni e dei prelievi di tutti i partecipanti alla comunità. Due sono le possibili configurazioni: nella maggior parte dei casi, la comunità preleva dalla rete più elettricità di quanta ne immetta. Le quantità immesse in rete sono trattate integralmente come «flussi di elettricità interni», che danno diritto alla riduzione della tariffa per l'utilizzazione della rete. Specularmente l'elettricità prodotta internamente deve essere anche venduta internamente (art. 19f cpv. 2). Tuttavia, in presenza di un

elevato potenziale di produzione propria, la comunità può anche immettere nella rete una quantità di energia elettrica superiore a quella prelevata. La «produzione eccedente» può essere venduta nel quadro dell'obbligo di ritiro di cui all'articolo 15 LEno o a piacere sul mercato libero dell'elettricità. In questo secondo caso, a tutti i prelievi di energia elettrica si applica la tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete, poiché la comunità si approvvigiona del tutto autonomamente; è irrilevante se l'elettricità autoprodotta sia immessa direttamente in rete o dopo uno stoccaggio intermedio. Per semplificare l'esecuzione, tutte le operazioni di immissione e prelievo devono essere trattate allo stesso modo. In altre parole, non è possibile distinguere tra il prelievo di energia elettrica effettuato direttamente per il consumo o per lo stoccaggio intermedio oppure, viceversa, tra l'immissione di energia elettrica da un impianto di produzione o da un impianto di stoccaggio. Se l'utilizzo di impianti di stoccaggio all'interno di una comunità locale di energia elettrica comporta una riduzione sproporzionata del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il Consiglio federale può ridurre lo sconto di cui al capoverso 1. Occorre sottolineare che dall'impiego di accumulatori di energia elettrica può derivare un doppio privilegio. Da un lato vi è l'opportunità di aumentare i quantitativi di elettricità per i quali si può beneficiare della tariffa ridotta per l'utilizzazione della rete. Inoltre, secondo il nuovo articolo 14a capoverso 1 lettera b e capoverso 4 LAEI, gli impianti di stoccaggio sono esentati dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Secondo il *capoverso 3* lo sconto si riduce al 15 per cento se tutti gli impianti di produzione e tutti i consumatori finali sono collegati allo stesso livello di rete ma non allo stesso tratto di linea. Questa riduzione è motivata dal fatto che in tali casi i flussi di elettricità interni non possono raggiungere un determinato centro di consumo senza il ricorso a un livello di tensione superiore, il che comporta costi aggiuntivi dovuti alla trasformazione della tensione.

Il *capoverso 4* precisa che la riduzione tariffaria riguarda soltanto i costi di rete computabili in senso stretto, mentre non è applicata alle componenti tariffarie indicate nell'elenco.

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

Cpv. 1: per assicurare la comparabilità dei risultati è essenziale che la EICom garantisca una certa coerenza nell'effettuazione 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 EICom 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 EICom tenga conto solo di determinati gestori delle reti di distribuzione.

Per migliorare la comparabilità dei risultati relativi ai costi di rete, la EICom 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.

Cpv. 2

Per quantificare la maggiore trasparenza a favore dei consumatori finali e contribuire così a una qualità adeguata e a una maggiore efficienza delle prestazioni, i risultati ottenuti dalla EICom in virtù dell'articolo 22a LAEI sono pubblicati annualmente.

Dal punto di vista del diritto in materia di protezione dei dati la EICom è autorizzata a rendere accessibili i dati personali ai sensi dell'articolo 36 capoverso 5 della legge federale del 25 settembre 2020 sulla protezione dei dati (LPD; RS 235.1) attraverso una procedura di richiamo.

Cpv. 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 EICom 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 EICom 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 cpv. 4

L'elenco nel *capoverso 4* viene adeguato alle nuove disposizioni in materia di metrologia (art. 8a cpv. 2, 8a^{bis} cpv. 4) e al trasferimento della disposizione nei processi informativi. La disposizione è completata inoltre dall'aggiunta dell'articolo 19d capoverso 6 OAEI nell'ambito delle modifiche di legge legate alla flessibilità.

Art. 31f

Alla luce delle modifiche di legge relative alla flessibilità, questa disposizione è abrogata.

Art. 31n

Capoverso 1: l'entrata in vigore delle nuove disposizioni è prevista per l'inizio del 2025. I fornitori del servizio universale hanno quindi un anno di tempo per prepararsi all'adempimento delle quote minime di cui all'articolo 4a. Essi devono da un lato, in vista dell'anno tariffario 2026 e degli anni tariffari successivi, evitare di stipulare contratti vincolanti che promettano una quota eccessiva di produzione propria ampliata a partire da energie rinnovabili per le forniture che non rientrano nel servizio universale; dall'altro, i fornitori del servizio universale con una produzione propria ridotta devono prepararsi a sfruttare sufficienti fonti di approvvigionamento per l'energia indigena e rinnovabile.

Capoverso 2: per il prodotto elettrico standard, i fornitori del servizio universale hanno tempo tre anni tariffari (2025–2027) per adeguarsi alla soglia del 75 per cento. Tale proroga è necessaria perché le imprese soggette all'obbligo di etichettatura talvolta acquistano le garanzie di origine con tre o quattro anni di anticipo nel quadro di contratti di acquisto a lungo termine. A ciò si aggiunge il fatto che il passaggio può ripercuotersi anche sulla configurazione dei prodotti e quindi sulle strutture tariffarie e dei prezzi delle aziende di approvvigionamento energetico. Nel caso di aziende di proprietà pubblica è necessario a volte anche attraversare dei processi politici.

Capoverso 3: per quanto riguarda le nuove disposizioni sulla tutela dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato (art. 4c), dall'entrata in vigore della modifica i gestori delle reti di distribuzione dispongono di circa un anno e mezzo per garantire i quantitativi di elettricità necessari. Il 31 agosto dell'anno tariffario 2026, almeno il 75 per cento dei quantitativi di elettricità necessari al servizio universale nell'anno tariffario 2027 deve essere garantito attraverso la produzione propria ampliata oppure contratti di acquisto stipulati entro tale data. Per l'anno tariffario 2028 la quota garantita ammonta ad almeno il 50 per cento, per l'anno tariffario 2029 ad almeno il 25 per cento.

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 associato 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 integrata 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.