



Aprile 2019

---

# **Legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche)**

## **Revisione parziale dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico**

Commenti

---



## Sommario

1.	Osservazioni introduttive.....	1
2.	Linee generali del disegno .....	1
3.	Ripercussioni finanziarie e sul personale, nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni e Comuni .....	5
4.	Ripercussioni su economia, ambiente e società.....	6
5.	Commento alle singole disposizioni.....	7



## 1. Osservazioni introduttive

Il 15 dicembre 2017 il Parlamento ha adottato la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche («Strategia Reti elettriche», FF 2017 6763) che contiene revisioni parziali della legge del 24 giugno 1902 sugli impianti elettrici (LIE; RS 734.0) nonché della legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). A seguito di tali modifiche di legge diverse ordinanze devono essere adeguate, tra cui l'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71). La presente revisione è quindi parte integrante degli adeguamenti a livello di ordinanza resi necessari dalla Strategia Reti elettriche.

## 2. Linee generali del disegno

Le modifiche dell'OAEI sono da ricondurre alle seguenti modifiche apportate alla LAEI nel quadro della Strategia Reti elettriche:

- gli strumenti del processo di sviluppo della rete introdotti o modificati con l'articolo 9a segg. LAEI quali scenario di riferimento, piani pluriennali, principi di pianificazione della rete e informazione dell'opinione pubblica;
- le lievi modifiche, apportate nell'ambito della consultazione parlamentare, degli articoli 17a e 17b LAEI introdotti con la legge del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0) riguardanti i sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti;
- la computabilità (parziale) delle misure innovative per le reti intelligenti, delle misure di sensibilizzazione nonché delle misure di informazione necessarie introdotta con l'articolo 15 LAEI; e
- le disposizioni riprese nell'ambito della consultazione parlamentare nell'articolo 6 capoverso 5 e capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI sulla fornitura di energia e sulla tariffazione nel servizio universale (cfr. in basso par. 2.2).

### 2.1. Attuazione delle modifiche di legge della Strategia Reti elettriche in generale

Nella OAEI sono disciplinati i dettagli relativi agli strumenti del processo di sviluppo della rete e sono stabiliti i requisiti e l'estensione della computabilità dei costi delle misure di informazione necessarie e dell'informazione dell'opinione pubblica, nonché delle misure innovative e delle misure di sensibilizzazione.

Fissando una cadenza regolare per il riesame e l'autorizzazione dello scenario economico-energetico di riferimento viene definito il ritmo temporale della pianificazione della rete.

Le precisazioni introdotte nell'ordinanza in merito allo scambio reciproco di informazioni tra i gestori di rete per la pianificazione della rete creano le giuste condizioni per disporre di una buona base di dati per tale pianificazione.

La definizione del contenuto dei piani pluriennali della società nazionale di rete (Swissgrid) deve consentire di effettuare il successivo esame delle misure in essi indicate.

La computabilità (limitata) delle misure di informazione riguardanti progetti di rete concreti prevista dall'articolo 15 capoverso 3<sup>bis</sup> lettera b LAEI tiene conto del fatto che spesso questi progetti, nonostante la loro grande rilevanza per un approvvigionamento di energia elettrica sicuro, sono controversi e scarsamente accettati. Per favorire una maggiore accettazione è determinante un'informazione dell'opinione pubblica tempestiva e completa. L'ordinanza concretizza per quali misure di informazione i costi sono computabili nei costi di rete. Segnatamente si tratta di informazioni che consentono alle persone interessate da un progetto di crearsi un'opinione e di partecipare in modo adeguato alla procedura.



In base all'articolo 15 capoverso 3<sup>bis</sup> LAEI, il Consiglio federale ha la possibilità di estendere la computabilità nei costi di rete di determinate misure di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo relative all'impiego di sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti. L'esperienza dimostra che per una maggiore sensibilizzazione su questo tema i consumatori devono poter visualizzare il proprio consumo di elettricità. Oltre a ciò tuttavia, servono ulteriori misure, come ad esempio il confronto con economie domestiche simili.

Con la Strategia energetica 2050 e il potenziamento di una produzione fluttuante, decentrale e che immette nella rete, le reti elettriche e i gestori di rete si trovano di fronte a nuove sfide. Con la crescente complessità del sistema globale produzione-rete-consumo aumenta anche il bisogno di una più ampia digitalizzazione. Le reti devono quindi svilupparsi in direzione delle reti intelligenti (smart grid). Il nuovo articolo 15 capoverso 1 LAEI stabilisce degli incentivi per le innovazioni nel settore delle reti attraverso la computabilità dei costi di determinate misure innovative. In tal modo i gestori di rete hanno la possibilità di sperimentare nelle loro reti – conoscendo le caratteristiche del rispettivo comprensorio – nuove tecnologie, metodi e applicazioni specifici, facendo così avanzare anche la digitalizzazione e computando all'occorrenza – in modo limitato – i relativi costi nei costi di rete. Questa sperimentazione e attuazione orientate alla pratica devono essere inquadrare nell'ambito della ricerca applicata e dello sviluppo in collaborazione con i politecnici federali o altri istituti. Affinché le spese siano efficienti dal punto di vista economico, si creino effetti didattici e lo sviluppo delle reti sia il più possibile omogeneo a livello nazionale, i gestori di rete devono pubblicare le sperimentazioni e i progetti svolti.

Infine il legislatore ha modificato anche gli articoli 17a e 17b LAEI e ha introdotto esplicitamente nella legge il termine «impianto di stoccaggio». Questa novità è dovuta al fatto che molto spesso le pertinenti disposizioni possono riguardare gli impianti di stoccaggio (misurazione e controllo). Si tratta di un termine finora assente nella normativa in materia di approvvigionamento di energia elettrica – semplicemente perché al momento della stesura della LAEI e nella relativa consultazione parlamentare (dal 2002 al 2007) le tecnologie di stoccaggio diverse dalle centrali ad accumulazione con pompaggio non erano ancora pronte per il mercato e per questo il legislatore non le aveva mai trattate. Dato che ora è stato introdotto nella legge, il termine «impianto di stoccaggio» deve essere integrato anche nelle disposizioni dell'ordinanza (cfr. modifiche degli art. 8a, 8c e 31j cpv. 4 e 5 OAEI). A questo riguardo occorre segnalare che il progetto di ordinanza messo in consultazione conteneva una disposizione volta a precisare il termine «consumatore finale» tenendo conto proprio allo stoccaggio di energia elettrica. Questa proposta, tuttavia, è stata respinta dalla maggioranza e pertanto si è deciso di rinunciare per il momento a questa disposizione. La questione dovrà invece essere esaminata nell'ambito della revisione della LAEI attualmente in corso.

## **2.2. Attuazione delle modifiche dell'articolo 6 LAEI nello specifico**

L'integrazione dell'*articolo 6 capoverso 5 LAEI*, in base alla quale i vantaggi tariffari concernenti un esercizio risalente a oltre cinque anni prima non devono più essere traslati per mezzo di adeguamenti tariffari negli anni successivi, non necessita di essere ulteriormente concretizzata a livello di ordinanza. La legge disciplina già questo aspetto in modo sufficiente: nell'anno tariffario 2019 ad esempio devono essere traslati i vantaggi tariffari dei precedenti cinque anni tariffari (2018, 2017, 2016, 2015 e 2014). I vantaggi tariffari che risultano dagli anni tariffari 2013 o precedenti non vengono presi in considerazione. L'integrazione dell'articolo 6 capoverso 5 LAEI riguarda prevalentemente i precedenti anni tariffari, poiché nel frattempo la relativa applicazione è stata chiarita dai tribunali di massima istanza e quindi per il futuro – perlomeno in linea di principio – sono chiare le modalità di traslazione dei vantaggi tariffari.



La concretizzazione e le eccezioni dell'*articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI* (in vigore a tempo determinato) sono disciplinati nell'articolo 4 OAEI rivisto e nei nuovi articoli 4a e 4c OAEI nonché (per quanto riguarda la validità temporale) nell'articolo 31k e numero II capoverso 3. In particolare viene disciplinata la materia per gli impianti di produzione che hanno già beneficiato di determinate misure di sostegno. Da un lato viene chiarito quali di questi impianti non possono beneficiare dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI e dall'altro come devono essere considerate le misure di sostegno per i restanti impianti.

La relazione tra l'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI e il *modello del premio di mercato* non viene precisata nelle disposizioni dell'ordinanza. L'interazione tra i due strumenti risulta già in modo sufficiente dal diritto vigente e dall'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI. Per motivi tecnico-procedurali (dal punto di vista temporale il premio di mercato è richiesto e discusso *prima* dell'applicazione dell'art. 6 cpv. 5<sup>bis</sup> LAEI, cfr. subito nel dettaglio), non è possibile che, fin dall'inizio, l'elettricità i cui costi di produzione non sono ancora coperti nonostante un premio di mercato benefici dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI. Ciononostante i due strumenti possono coesistere e integrarsi a vicenda.

Il modello del premio di mercato comprende, da un lato, il diritto dei fornitori del servizio universale di computare ai costi di produzione nella tariffa del servizio universale la produzione propria deficitaria dei grandi impianti idroelettrici (art. 31 cpv. 3 LENE) e, dall'altro, il diritto dei produttori (o di un altro attore se assume il rischio) al premio di mercato vero e proprio per la quantità di elettricità che hanno dovuto vendere sul mercato ai costi di produzione. L'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI sintetizza il diritto del fornitore del servizio universale di vendere ai costi di produzione (tenendo conto di eventuali misure di sostegno) nel proprio servizio universale l'elettricità rinnovabile indigena, ossia anche quella prodotta nei grandi impianti idroelettrici indigeni e negli impianti «di terzi».

Non sono invece combinabili il beneficio dato dal premio di mercato, che può essere richiesto sempre e solo l'anno successivo, e la vendita in un servizio universale secondo l'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, che avviene quasi in tempo reale durante l'anno in corso. Anche solo per un motivo tecnico-procedurale, nella vendita di elettricità ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI non è mai possibile dedurre un premio di mercato dai costi di produzione come misura di sostegno, poiché in quel momento il premio di mercato non è ancora stato richiesto e ogni anno dev'essere nuovamente valutato. Viceversa, per l'elettricità venduta a un fornitore del servizio universale ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, non è possibile percepire un premio di mercato l'anno successivo, nemmeno se è stata venduta ai costi di produzione: conformemente all'articolo 30 capoverso 1 LENE può beneficiare del premio di mercato solamente l'elettricità che deve essere venduta *sul mercato* ai costi di produzione. Nel caso di vendita in un servizio universale alle condizioni di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI non si tratta di elettricità che deve essere venduta sul mercato. Lo stesso vale ovviamente anche per ogni rivenditore che venda elettricità in un servizio universale secondo le modalità di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI.

Possono invece coesistere le diverse possibilità di vendita in un servizio universale dell'elettricità prodotta in grandi impianti idroelettrici. Risulta inutile stabilire un ordine di priorità secondo cui l'elettricità prodotta nei grandi impianti idroelettrici con un proprio servizio universale può essere venduta secondo l'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI nel servizio universale di un terzo solamente dopo che sono state esaurite le possibilità di vendita nel *proprio* servizio universale. Bisogna comunque considerare il fatto che se un tale produttore intende richiedere il premio di mercato, dal punto di vista puramente contabile, viene considerato come se avesse apportato la quantità massima possibile di elettricità nel proprio servizio universale, per cui di regola vale la pena che lo faccia effettivamente.

I gestori di grandi impianti idroelettrici possono quindi beneficiare in contemporanea di entrambi i modelli, ma con determinate restrizioni. Presumibilmente i produttori con un proprio servizio universale



riforniscono di elettricità dapprima i propri clienti del servizio universale (art. 31 cpv. 3 LEne). Dopodiché essi (come pure i produttori senza un proprio servizio universale) devono decidere se cercare di vendere ai costi di produzione l'elettricità restante o parti di essa nel servizio universale di un terzo (art. 6 cpv. 5<sup>bis</sup> LAEI), rinunciando tuttavia per questa parte di elettricità al premio di mercato. Oppure possono vendere la restante elettricità (ad es. perché non trovano alcun fornitore del servizio universale interessato a pagare loro i costi di produzione) interamente o parzialmente sul mercato e cercare, in caso di vendita ai costi di produzione, di coprire l'importo mancante per mezzo del premio di mercato (art. 30 cpv. 1 LEne).

### **2.3. Modifica dell'ordinanza volta a chiarire la delimitazione della rete di trasporto**

Il presente avamprogetto affronta inoltre un argomento che non rientra nell'attuazione della Strategia Reti elettriche. Negli anni successivi all'entrata in vigore della LAEI la proprietà delle infrastrutture della rete di trasporto ai sensi della LAEI e dell'OAEI è stata trasferita a Swissgrid. In questa fase è emersa la necessità di modificare in un punto la delimitazione della rete di trasporto nell'articolo 2 capoverso 2 OAEI.

Ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 lettera d OAEI, appartengono alla rete di trasporto anche i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio ad un altro livello di rete o ad una centrale elettrica. Per quanto riguarda le centrali nucleari tuttavia, la norma secondo cui anche il quadro di comando appartiene alla rete di trasporto – e di conseguenza è di proprietà di Swissgrid – non è del tutto corretta, poiché tali rapporti di proprietà sarebbero in contrasto con le responsabilità sancite nel diritto in materia di energia nucleare. La disponibilità e la funzionalità in qualsiasi momento dei quadri di comando sono di fondamentale importanza per la sicurezza delle centrali nucleari. Pertanto al fine di garantire la sicurezza nucleare la responsabilità del controllo e della gestione dei quadri di comando devono essere affidate esclusivamente alla centrale nucleare; inoltre il gestore della centrale nucleare deve poter decidere in merito alla manutenzione del quadro di comando e di eventuali riequipaggiamenti. Solamente se ha l'effettiva proprietà (e non solo alcuni diritti di partecipazione o di accesso) degli impianti rilevanti ai fini della sicurezza nucleare, il gestore della centrale nucleare può adempiere i propri obblighi direttamente e senza ulteriore coordinamento con un terzo. L'adempimento di questi obblighi verrebbe inutilmente complicato se i quadri di comando fossero di proprietà di un terzo. La proprietà e le responsabilità devono quindi presentare la medesima delimitazione. Nell'OAEI è stata così aggiunta la disposizione secondo cui i quadri di comando nel passaggio a una centrale nucleare non appartengono alla rete di trasporto, se sono rilevanti per l'esercizio sicuro di questa centrale. In questo modo viene chiarita nelle linee generali e attuata la delimitazione della rete di trasporto nelle centrali nucleari, un tema parzialmente controverso a causa dei timori circa la sicurezza.

### **2.4 Adeguamento delle prescrizioni sulla definizione delle tariffe per l'utilizzazione della rete**

Finora l'appartenenza al gruppo di clienti di base dipendeva dalla potenza allacciata (fino a 30kVA). Siccome nel caso di determinati consumatori finali quest'ultima non è rilevabile o lo è solo con difficoltà, soprattutto se si tratta di case plurifamiliari, l'attuazione di questa prescrizione ha comportato talvolta un onere supplementare notevole. Un calcolo matematico – fintanto che i sistemi di misurazione intelligenti non sono ancora implementati su tutto il territorio nazionale – risulta complesso, costoso e troppo poco preciso. È pertanto più semplice prendere come riferimento il consumo elettrico annuo. Questo cambiamento non modificherà sostanzialmente la composizione del gruppo dei clienti di base: il consumo annuo dei consumatori finali con una potenza allacciata inferiore o pari a 30 kVA è di norma inferiore al valore di riferimento di 50 MWh valido d'ora in avanti, mentre i consumatori finali con un consumo elettrico annuo superiore a 50 MWh dispongono nella maggior parte dei casi di una potenza allacciata superiore a 30 kVA.



## **2.5 Adeguamento della disposizione transitoria concernente l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti**

Alcuni gestori della rete di distribuzione hanno cominciato di propria iniziativa già prima dell'entrata in vigore della modifica della LAEI, correlata alla nuova legge del 30 settembre 2016 sull'energia (RU 2017 6839, qui 6883), a introdurre sistemi di misurazione intelligenti, portando avanti un conseguente processo di digitalizzazione. Molti di questi sistemi di misurazione, tuttavia, non soddisfano completamente i requisiti di legge in vigore dal 1° gennaio 2018 relativi alle caratteristiche tecniche o alla sicurezza dei dati (art. 17a cpv. 1 LAEI e art. 8a cpv. 1 e 2 e art. 8b OAEI). L'attuale disposizione transitoria (art. 31e) consente un uso solo limitato di simili dispositivi. Per evitare ammortamenti elevati a scapito della comunità dei consumatori finali e per non penalizzare i primi approcci alla digitalizzazione, bisogna tutelare per motivi di efficienza dei costi gli investimenti di questi gestori della rete di distribuzione aperti alla digitalizzazione. A condizione che i sistemi di misurazione acquistati soddisfino certi criteri tecnici minimi e che il loro acquisto sia stato avviato prima del 1° gennaio 2019, si deve continuare ad ammettere il loro utilizzo. Visti i ritardi nello sviluppo della verifica della sicurezza dei dati necessaria per i sistemi di misurazione intelligente (art. 8b), la nuova disposizione transitoria prevede anche un'eccezione che permette ai gestori della rete di distribuzione di ricorrere temporaneamente a determinate soluzioni alternative. Ciò nell'intento di supportare la progressiva digitalizzazione del settore energetico dovuta all'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti. A medio e lungo termine, tuttavia, i gestori della rete dovranno vigilare che vengano utilizzati strumenti conformi ai requisiti sulla sicurezza dei dati; attraverso l'aggiornamento dei software è possibile, a costi contenuti, riportare i sistemi di misurazione intelligenti al livello di sicurezza necessario.

## **2.6 Verifica e rifiuto di un adeguamento nell'ambito della metrologia**

Nel quadro della consultazione era stata avanzata la richiesta di modificare l'articolo 8 OAEI e altri articoli in modo tale da permettere direttamente ai proprietari dei fondi di effettuare, previa autorizzazione del gestore di rete, la misurazione in corrispondenza del punto di allacciamento. Queste richieste sono strettamente collegate alle nuove regole relative al raggruppamento ai fini del consumo proprio. All'interno di un raggruppamento la misurazione interna viene già effettuata dai proprietari dei fondi o da terzi incaricati da questi ultimi. La richiesta di affidare la misurazione in corrispondenza del punto di allacciamento ai proprietari dei fondi o a terzi incaricati da questi ultimi invece che al gestore di rete presuppone un'infrastruttura di misurazione il più omogenea possibile; in particolare, occorre evitare infrastrutture doppie.

Questa modifica e le altre ad essa correlate sono state esaminate e respinte perché fondamentalmente tale possibilità è già prevista dall'articolo 8 OAEI. Il gestore di rete, infatti, può già affidare a terzi, inclusi i proprietari dei fondi, le misurazioni relative al consumatore finale, al produttore e all'impianto di stoccaggio. Anche in tale caso, tuttavia, il gestore di rete rimane responsabile della metrologia e dei processi informativi: ciò significa che il gestore di rete deve preoccuparsi che tutti i dati e le informazioni necessari gli vengano consegnati al momento giusto e nella qualità dovuta. Egli deve inoltre assicurare che i soggetti terzi da esso incaricati ricorrano per la metrologia e i processi informativi ai sistemi di misurazione intelligenti di cui all'articolo 8a.

## **3. Ripercussioni finanziarie e sul personale, nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni e Comuni**

Le ripercussioni della Strategia Reti elettriche risultano essenzialmente dalle modifiche a livello di legge approvate dal Parlamento. Per quanto riguarda le misure richieste dal Consiglio federale le ripercussioni previste sono descritte nel messaggio del 13 aprile 2016 concernente la legge federale



sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (FF 2016 3393). Diversamente dal messaggio, secondo l'articolo 9e capoverso 1 LAEI il Parlamento affida all'Ufficio federale dell'energia (UFE) il compito di informare attivamente l'opinione pubblica in merito agli aspetti importanti riguardanti lo sviluppo della rete e le possibilità di partecipazione alla procedura. Inoltre in base all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI ripreso nel quadro della consultazione parlamentare, aumenta l'onere esecutivo per la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom). L'onere supplementare dell'UFE e della ElCom verrà compensato internamente all'amministrazione. Per il resto le modifiche dell'ordinanza previste non hanno altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni e Comuni.

## 4. Ripercussioni su economia, ambiente e società

Le ripercussioni della Strategia Reti elettriche risultano essenzialmente dalle modifiche a livello di legge approvate dal Parlamento. Per quanto riguarda le misure richieste dal Consiglio federale, le ripercussioni previste sono descritte nel messaggio del 13 aprile 2016 concernente la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (FF 2016 3393). L'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI approvato in aggiunta dal Parlamento comporta inoltre oneri aggiuntivi per i consumatori finali con servizio universale. Tuttavia risulta estremamente difficile quantificare le conseguenze in termini di costi, poiché è quasi impossibile stimare la quantità di elettricità generata a partire da energie rinnovabili che verrà fornita nel servizio universale ai costi di produzione (dedotte eventuali misure di promozione).

Considerate le disposizioni dell'ordinanza (limite massimo dell'1 per cento sia dei costi d'esercizio sia dei costi del capitale annuali, in totale al massimo rispettivamente 500 000 franchi e 1 milione di franchi per Swissgrid) si prevedono per le misure innovative entro il 2050 costi fino a 400 milioni di franchi. Ciò provoca un aumento delle tariffe di rete. A dipendenza dello sviluppo dei consumi ai diversi livelli di rete, ipotizzando i precedenti principi di tariffazione della rete, risulta quindi un aumento delle tariffe di rete al livello di rete 7 tra 0,02 e 0,03 centesimi per chilowattora<sup>1</sup>. Un'economia domestica media al livello di rete 7 con un consumo annuale di 3250 chilowattora nel 2050 spenderà pertanto fino a 90 centesimi all'anno per le misure innovative. A lungo termine, tuttavia, le misure innovative generano, grazie alla crescente digitalizzazione, risparmi sui costi nella rete stessa oppure processi più efficienti nell'esercizio della rete. A sua volta questo provoca una complessiva attenuazione dell'aumento previsto a lungo termine delle tariffe di rete, sgravando così l'economia e la società.

I costi delle misure di sensibilizzazione possono essere stimati sulla base delle indagini relative alle misure innovative. Poiché per questi costi è stabilito un limite massimo dello 0,5 per cento dei costi d'esercizio computabili, nonché un limite massimo assoluto di 250 000 franchi all'anno, si prevedono entro il 2050 costi pari a 100 milioni di franchi. A seguito di queste misure quindi, si stima un aumento delle tariffe di rete al livello di rete 7 da 0,005 a 0,01 centesimi per chilowattora. Un'economia domestica media al livello di rete 7 con un consumo annuo di 3250 chilowattora nel 2050 spenderà quindi fino a 30 centesimi all'anno per le misure di sensibilizzazione. Un minore consumo di elettricità tuttavia va a beneficio dell'ambiente e contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra. Inoltre i consumatori finali sono messi in condizione di controllare meglio il proprio consumo di elettricità, di prendere decisioni più consapevoli e implicitamente sono indotti a partecipare in maniera più attiva al mercato dell'elettricità. Si prevede un effetto autorafforzante che a seguito del crescente fabbisogno

<sup>1</sup> Cfr. Consentec 2015. Evolution des coûts du réseau en Suisse compte tenu du besoin actuel, de la Stratégie énergétique 2050 et de la Stratégie Réseaux électriques. Studio su mandato dell'Ufficio federale dell'energia, consultabile alla pagina internet [www.sviluppodellereti.ch](http://www.sviluppodellereti.ch) > Rapporti e studi.





dei consumatori finali di prodotti favorisce un maggior grado di digitalizzazione sul mercato elettrico e quindi più innovazioni e concorrenza sul mercato.

## 5. Commento alle singole disposizioni

### *Art. 2 cpv. 2 lett. d*

La modifica della definizione della rete di trasporto contenuta nel *capoverso 2* serve a chiarire una questione emersa nell'ambito del trasferimento della proprietà degli impianti della rete di trasporto a Swissgrid (cfr. sopra par. 2.3.). La LAEI (art. 4 cpv. 1 lett. h) contiene solo una definizione di massima della rete di trasporto che viene quindi meglio circoscritta nell'ordinanza. Nella precedente disposizione dell'ordinanza tutti i quadri di comando nel passaggio alle centrali elettriche erano assegnati alla rete di trasporto. Ora viene prevista un'eccezione per i quadri di comando delle centrali nucleari: se sono rilevanti per la sicurezza dell'esercizio della centrale nucleare, tali quadri di comando non appartengono alla rete di trasporto. La delimitazione concreta della rete di trasporto che ne risulta non è identica in tutte le centrali nucleari, bensì deve essere determinata singolarmente per ogni centrale tenendo conto delle rispettive caratteristiche tecniche. Il criterio decisivo è sempre dato dall'esercizio sicuro della centrale. Tuttavia occorre garantire anche l'esercizio sicuro della rete di trasporto. A tal fine devono essere concessi a Swissgrid determinati diritti di partecipazione o di accesso. La nuova eccezione riguarda esclusivamente i quadri di comando o parti di quadri di comando rilevanti ai fini della sicurezza; quindi anche con la nuova norma le parti di un quadro di comando non rilevanti ai fini della sicurezza, come pure i restanti impianti nel passaggio a una centrale elettrica (ad esempio le derivazioni), appartengono alla rete di trasporto. Tutti questi impianti appartenenti alla rete di trasporto devono essere trasferiti – se non è già stato fatto – a Swissgrid, come in precedenza secondo le disposizioni dell'articolo 33 LAEI. Se invece sono già stati trasferiti a Swissgrid degli impianti che secondo il nuovo diritto non appartengono più alla rete di trasporto, occorre procedere conformemente al nuovo articolo 31i.

### *Art. 4 Fornitura di elettricità ai consumatori finali con servizio universale*

Il vigente articolo 4 disciplina due ambiti: il *capoverso 1* riguarda il calcolo della quota tariffaria per la fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale, mentre i *capoversi 2 e 3* sanciscono gli obblighi di comunicazione dei gestori della rete di distribuzione in relazione alle tariffe dell'elettricità. I vigenti *capoversi 2 e 3* vengono trasferiti invariati nell'articolo 4b, e nell'articolo 4 sostituiti con due nuovi *capoversi* che dal punto di vista tematico completano il *capoverso 1*, anch'esso invariato. Sono nuovi anche i *capoversi 4 e 5*.

Il *capoverso 2* contiene una norma speciale che integra il *capoverso 1* e riguarda la quota tariffaria per la fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale. L'articolo 6 *capoverso 5<sup>bis</sup>* LAEI introduce due novità per quanto riguarda la fornitura o la contabilizzazione dell'elettricità generata da energie rinnovabili in impianti di produzione indigeni. Da un lato, il metodo del prezzo medio non deve essere applicato nella computazione dei costi in virtù dell'articolo 6 *capoverso 5<sup>bis</sup>* LAEI. Questo fatto risulta già dalla legge e non deve essere ulteriormente precisato. Dall'altro lato, il fornitore del servizio universale può computare nelle sue tariffe i costi di produzione di questa elettricità, dedotte eventuali misure di sostegno, indipendentemente che sia stata prodotta in proprio o acquistata. Questa preminenza generale dei costi di produzione rappresenta una novità. Secondo l'articolo 4 *capoverso 1* i costi di produzione sono già ora rilevanti ai fini dell'ammontare della quota tariffaria per la fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale. Tuttavia questa rilevanza è limitata principalmente alla produzione propria, poiché nel caso dell'acquisto il prezzo si orienta fondamentalmente ai prezzi di mercato. Solitamente quindi il fornitore del servizio universale non



conosce i costi di produzione dell'elettricità acquistata, motivo per cui in questi casi viene conteggiato «solamente» un prezzo dell'energia concordato. In caso di acquisto in borsa addirittura esso non sa nemmeno chi sia il produttore. Questa seconda novità è sancita nel capoverso 2. Dal punto di vista terminologico, nel testo tedesco la disposizione riprende la formulazione scelta nella legge e parla pertanto di *Einrechnen* (*trad.* computo) dei costi nelle tariffe, senza tuttavia cambiare nulla sul piano del significato rispetto al concetto consolidato di *Anrechenbarkeit* (computabilità): se i costi possono essere *eingerechnet* (*trad.* computati) nella quota tariffaria per la fornitura di energia ciò significa che si tratta di costi *anrechenbar* (*trad.* computabili) per la fornitura di energia. Se i costi previsti divergono dai costi effettivamente computabili, la differenza deve essere compensata adeguando opportunamente le tariffe nei periodi successivi (cosiddette differenze di copertura). Lo stesso vale anche per le altre disposizioni dell'ordinanza strettamente collegate all'articolo 6 capoverso 5bis LAEI. Nel primo periodo viene chiarito, da una parte, che i fornitori del servizio universale possono far valere il diritto di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI per i singoli impianti di produzione. Ciò corrisponde alla volontà del legislatore di dare una possibilità ai gestori di impianti indigeni che producono elettricità a partire da energie rinnovabili e che nonostante eventuali misure di sostegno non sono riusciti a coprire i loro costi di produzione, di poter comunque vendere la loro elettricità ai costi di produzione (cfr. BU 2017 N 2126). Pertanto il fornitore del servizio universale deve poter decidere per ogni singolo impianto di produzione del proprio portafoglio se acquistare l'elettricità in virtù dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI e computarla nella tariffa del servizio universale. L'attuazione per ogni singolo impianto è ragionevole anche perché l'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI non prevede più l'applicazione del metodo del prezzo medio e di conseguenza la legge non fissa più regole sulla suddivisione del portafoglio energetico, e quindi dei suoi costi, tra i consumatori finali con servizio universale e quelli nel libero mercato. Dall'altra, nel primo periodo si specifica che la grandezza determinante dei «costi di produzione, dedotte eventuali misure di sostegno» costituisce un importo massimo e non un importo fisso. Naturalmente i contraenti sono liberi di fissare un prezzo inferiore, ma comunque superiore ai prezzi di mercato, che viene quindi computato dal fornitore del servizio universale nella quota tariffaria per la fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale. Il fatto che viceversa non sia possibile computare prezzi superiori rispetto ai prezzi pagati è un'ovvietà e non dev'essere pertanto menzionato né nella legge né nell'ordinanza. Per i contratti d'acquisto a lungo termine con un prezzo di ritiro fisso, come previsto dall'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, un importo massimo significa che dal punto di vista del diritto in materia di approvvigionamento elettrico il periodo determinante è l'anno tariffario. I costi di produzione annuali in ct./kWh possono variare. Essi risultano dal totale dei costi di produzione nell'anno tariffario (costi variabili più costi fissi) diviso i kWh prodotti nello stesso anno. In questo modo, ad esempio, la quantità prodotta in un impianto ad acqua fluente può variare di molto a seconda della quantità annuale degli afflussi. L'esatto ammontare dei costi di produzione in ct./kWh è noto al produttore solamente una volta terminato l'anno tariffario. Se il prezzo di ritiro fisso concordato non supera tali costi di produzione, il fornitore del servizio universale può computare interamente il prezzo pagato nella propria tariffa del servizio universale. Diversamente esso deve farsi carico della parte dei costi eccedente. Se il fornitore del servizio universale vuole essere certo che il prezzo pagato non superi mai il prezzo massimo computabile anche nel caso dei contratti a lungo termine, dovrà considerare questo aspetto nel proprio contratto di acquisto, stipulando ad esempio un contratto con prezzi variabili.

Nel secondo periodo, ai sensi del capoverso 1 che rimane invariato, viene sancito che l'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI non deve lasciare campo libero a computazioni dei costi indiscriminate, bensì anche in questo caso si applica la limitazione data dal criterio dell'efficienza. Oltre ad essere stata citata nel quadro della consultazione parlamentare (cfr. BU 2017 N 2127), questa disposizione si rende necessaria anche per adempiere il requisito legale di tariffe del servizio universale adeguate (art. 6 cpv. 1 LAEI). Ulteriori norme a protezione dei consumatori finali con servizio universale non sono



necessarie, poiché la struttura del sistema, che ammette anche ottimizzazioni da parte dei fornitori del servizio universale a carico di questi consumatori finali, corrisponde alla volontà del legislatore. L'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI è stato intenzionalmente formulato come un diritto e non un obbligo dei fornitori del servizio universale. È pertanto inerente al sistema il fatto che il fornitore del servizio universale, in funzione dei suoi interessi, possa avvalersi o meno di questa possibilità di ottimizzazione.

Al capoverso 3 viene, infine, introdotta una semplificazione per gli impianti piccoli e molto piccoli, motivata dal fatto che per questi impianti la determinazione dei costi di produzione per il singolo caso potrebbe comportare costi aggiuntivi sproporzionati. I valori di riferimento rilevanti (potenza massima pari a 3 MW oppure produzione annua, al netto di un eventuale consumo proprio, non superiore a 5'000 MWh) corrispondono a quelli validi per l'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 capoverso 2 LEnE. L'allineamento con l'obbligo di ritiro e di remunerazione non significa assolutamente che un fornitore del servizio universale possa ritirare elettricità solo da impianti di produzione presenti nel proprio comprensorio, conformemente all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup>; questa disposizione si applica esclusivamente agli acquisti, tanto più che il fornitore del servizio universale deve far figurare già oggi la sua produzione propria nella contabilità per unità finali di imputazione di cui all'articolo 6 capoverso 4 LAEI. Se il fornitore del servizio universale si avvale dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI e se si tratta di acquisti da impianti piccoli o molto piccoli, il principio dei costi di produzione di cui al capoverso 2 non è applicabile. Il fornitore del servizio universale deve semmai computare i costi per l'acquisto di energia e delle garanzie di origine nelle tariffe del servizio universale. L'importo non deve superare il tasso di remunerazione applicabile qualora il gestore dell'impianto partecipi al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. Al posto dei costi di produzione per il singolo caso devono quindi essere comunicati solo alcuni valori di riferimento, in particolare la data di entrata in esercizio e la potenza dell'impianto. È ragionevole che i costi per le garanzie di origine debbano essere considerati nei costi di acquisto massimi computabili, tanto più che nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità le garanzie di origine devono essere trasmesse all'organo d'esecuzione competente e non possono essere commercializzate (art. 12 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia [OEn; RS 730.03]). Per gli impianti di produzione messi in esercizio prima del 1° gennaio 2013 si applicano i tassi di remunerazione validi a partire dal 1° gennaio 2013, e ciò non solo per ragioni di semplificazione bensì anche perché si devono computare solo i costi di una produzione efficiente (cfr. commenti al cpv. 2 secondo periodo). La deduzione delle misure di sostegno si basa, come si evince dal capoverso 2 terzo periodo, sull'articolo 4a.

L'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI dà la possibilità ai produttori di vendere la propria elettricità in modo privilegiato ai costi di produzione, poiché i fornitori del servizio universale possono computare questi costi nella tariffa del servizio universale. La legge lega tale privilegio alla condizione che tale elettricità sia fornita ai consumatori finali. L'elettricità circola secondo delle leggi fisiche e non in funzione di accordi contrattuali. Da un punto di vista giuridico inerente all'approvvigionamento elettrico, l'elettricità considerata fornita al consumatore finale è quella certificata come tale dall'etichettatura. L'etichettatura dell'elettricità è effettuata ogni anno con garanzie di origine per ogni chilowattora fornito ai consumatori finali (art. 4 cpv. 1 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia [OEn; RS 730.01]). Il capoverso 4 impone ai fornitori del servizio universale l'obbligo di utilizzare per l'etichettatura dell'elettricità le garanzie di origine per l'elettricità che intendono computare nella tariffa del servizio universale ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI. In caso di acquisto, i fornitori del servizio universale devono assicurarsi tramite obbligo contrattuale che anche le garanzie di origine vengano fornite. Ciò non comporta oneri aggiuntivi per i consumatori finali del servizio universale, poiché il valore delle garanzie d'origine non ha alcuna influenza sui costi massimi di produzione computabili. Nemmeno la semplificazione introdotta per gli impianti piccoli e molto piccoli di cui al capoverso 3 produce oneri aggiuntivi dal momento che i costi per le garanzie di origine fanno espressamente parte dei costi di acquisto massimi computabili. Siccome le garanzie di origine devono essere utilizzate per



l'etichettatura dell'elettricità, beneficiano del plusvalore ecologico anche i consumatori finali a cui sono addebitati costi superiori ai prezzi di mercato (o ev. solo parzialmente se il fornitore del servizio universale sceglie il cosiddetto mix del fornitore ai sensi dell'art. 4 cpv. 2 lett. a OEn e rifornisce di elettricità anche consumatori finali senza servizio universale).

Nel *capoverso 4* il Consiglio federale fa uso della sua competenza di disciplinare le eccezioni. Innanzitutto non possono essere espressamente computati nella tariffa ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI i costi dell'elettricità proveniente da impianti di produzione compresi nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, poiché i relativi gestori, non in tutti ma nella maggior parte dei casi, possono già rendere disponibili i costi di produzione. Questa eccezione vale allo stesso modo per tutti gli impianti di produzione compresi nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, indipendentemente dal fatto che l'impianto sia già stato assoggettato alla vecchia legge sull'energia oppure no. Sono inoltre trascurabili i casi in cui l'elettricità, nonostante la partecipazione al sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, non può essere venduta ai costi di produzione. Lo stesso trattamento viene riservato agli impianti di produzione che beneficiano di un finanziamento dei costi supplementari. Per questa elettricità prodotta da fonti rinnovabili viene garantito un prezzo medio annuo di almeno 15 ct./kWh, ossia di molte volte superiore agli attuali prezzi di mercato. Se, nonostante il finanziamento dei costi supplementari, un impianto di produzione è in perdita, ciò non è da ricondurre ai prezzi di mercato temporaneamente bassi, bensì a una produzione inefficiente rispetto ad altri impianti. Pertanto non può partecipare al sistema di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI.

*Art. 4a* Deduzione delle misure di sostegno nel computo dei costi d'acquisto nella quota tariffaria per la fornitura di energia

Come già citato, nella produzione propria già ora sono determinati i costi di produzione di una produzione efficiente e devono essere considerate eventuali misure di sostegno. Sia i costi di produzione come pure eventuali misure di sostegno devono essere esposti nel conto dei costi del fornitore del servizio universale. Infatti, grazie allo strumento delle differenze di copertura, anche le misure di sostegno versate a posteriori, e pertanto contabilizzate ai fini della riduzione dei costi solamente in un secondo momento, vengono considerate in modo quasi automatico e compensate attraverso la tariffa degli anni successivi. Se il gestore della rete di distribuzione fornisce elettricità proveniente da «propri impianti» ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, i costi computabili possono essere determinati in base a questo meccanismo affermato. Su questo fronte l'unica novità apportata dall'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI consiste nell'impossibilità di applicare il metodo del prezzo medio nel computo dei costi così determinati. Per «impianti di produzione del gestore della rete di distribuzione» e per «propri impianti» s'intendono non soltanto gli impianti appartenenti unicamente al fornitore del servizio universale, bensì in particolare anche gli impianti per i quali esso detiene una partecipazione e dai quali ritira l'elettricità prodotta in base alla sua quota (i cosiddetti impianti partner).

Diversa la situazione nel caso degli acquisti, ossia quando l'elettricità non proviene dagli impianti di produzione del gestore della rete di distribuzione. In questo caso è necessario fissare e pagare un prezzo. Nella tariffa viene poi computato tale prezzo oppure, se è troppo elevato, un prezzo massimo ammesso. Non esiste alcuno strumento prescrittivo grazie al quale le misure di sostegno determinate in via definitiva solamente *dopo* un acquisto già contabilizzato e versate al produttore, possono ancora essere considerate nella contabilità del fornitore del servizio universale. Pertanto nel caso dell'elettricità proveniente, dal punto di vista del fornitore del servizio universale, da impianti «di terzi» servono norme che disciplinino le misure di sostegno approvate in via definitiva, ma soprattutto le misure che si delineano, ma che non sono state ancora determinate definitivamente. A partire da



quando e per quale importo le misure di sostegno devono essere considerate nella definizione del prezzo che il fornitore del servizio universale può computare al massimo nella sua tariffa?

Il *capoverso 1* disciplina l'importo e il momento a partire dal quale le remunerazioni uniche e i contributi d'investimento devono essere considerati negli acquisti, ossia dal momento in cui con sufficiente certezza si può prevedere che l'impianto di produzione beneficerà effettivamente di una misura di sostegno e in cui l'importo della misura di sostegno è sufficientemente stimabile. Pertanto una deduzione ancor prima della determinazione definitiva e del versamento è obiettivamente giustificata, in quanto le remunerazioni uniche e i contributi d'investimento vengono sì versati solamente dopo la messa in esercizio dell'impianto, ma si orientano ai costi d'investimento complessivi. Queste misure di sostegno vengono di conseguenza corrisposte considerando l'intera durata d'esercizio e pertanto anche la durata d'esercizio antecedente il loro versamento. Se una remunerazione unica non è già stata determinata prima dell'acquisto, la deduzione viene effettuata a partire dal momento dell'inserimento nella lista di attesa. Questo perché nel caso degli impianti di produzione che vengono inseriti nella lista d'attesa nel corso della validità dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, si può supporre con sufficiente probabilità che beneficeranno di una remunerazione unica. La domanda di remunerazione unica contiene già gli indici rilevanti per determinare in modo relativamente semplice l'importo presunto della remunerazione in applicazione degli articoli 7 e 38 dell'OPEN nonché in particolare anche dell'allegato 2.1 OPEN (categoria dell'impianto, potenza e data di messa in esercizio). Per determinare e controllare l'importo della remunerazione è possibile utilizzare il calcolatore dell'organo d'esecuzione<sup>2</sup>. Nel caso di un contributo d'investimento si prescinde dalla garanzia di principio nella misura in cui, prima dell'acquisto, non si è giunti a una determinazione definitiva. In questo stadio della procedura sono stati esaminati i presupposti del diritto e vi sono risorse disponibili per poter considerare la domanda. Se ci si avvale della semplificazione di cui all'articolo 4 capoverso 3 per gli impianti fotovoltaici, per una ulteriore semplificazione occorre detrarre un importo forfettario, indipendentemente cioè dal fatto che nel singolo caso si sia effettivamente beneficiato di una remunerazione unica o meno. Il valore del 20 per cento deriva dal fatto che per gli impianti fotovoltaici la remunerazione unica ammonta al massimo al 30 per cento dei costi d'investimento degli impianti di riferimento determinanti al momento della messa in esercizio (art. 25 cpv. 1 LEne) e che i costi di investimento costituiscono la parte più significativa dei costi di produzione. Per le altre tecnologie di produzione, visto il numero assai più ridotto di casi, non è richiesta una detrazione forfettaria e bisogna invece prendere in considerazione eventuali misure di sostegno caso per caso.

Il *capoverso 2* è rilevante per i contratti con un orizzonte a lungo termine. Esso stabilisce che una deduzione effettuata sinora conformemente al capoverso 1 nel corso della durata del contratto può essere modificata con effetto per il futuro. La limitazione dell'efficacia al futuro è motivata dal fatto che le norme relative alle deduzioni non devono essere troppo complicate. Pertanto non è ammesso nessun meccanismo di compensazione attraverso il quale effettuare compensazioni retroattive. Poiché il capoverso 2 è una disposizione potestativa, la modifica non è obbligatoria. Esso comprende anche i casi in cui viene effettuata la restituzione parziale o totale di una misura di sostegno determinata in via definitiva (cfr. art. 34 OPEN).

Per evitare che si giunga a conclusioni errate nonostante la formulazione chiara della legge, il *capoverso 3* stabilisce che nella determinazione dei costi massimi computabili devono essere considerate anche le misure di sostegno paragonabili alle remunerazioni uniche o ai contributi d'investimento. Se si rendessero necessarie ulteriori precisazioni, la ElCom ha la facoltà di emanare una direttiva in merito.

<sup>2</sup> Consultabile alla pagina <https://pronovo.ch/it/programmi-di-incentivi/rimunerazione-unica-ru/>



**Art. 4b** Comunicazione delle modifiche delle tariffe dell'energia elettrica

Questa disposizione contiene in forma invariata i precedenti capoversi 2 e 3 dell'articolo 4.

**Art. 4c** Obbligo della prova e obbligo di notifica in relazione alla fornitura di elettricità ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI

Nel *capoverso 1* è sancito il principio secondo cui, in caso di verifica tariffaria, la EICom richiede, per ogni impianto, la prova del mancato superamento del limite massimo dei costi previsto dall'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI esclusivamente ai fornitori del servizio universale. Il diritto della EICom di richiedere al fornitore del servizio universale i documenti necessari si evince dall'articolo 25 capoverso 1 LAEI. La prova deve essere fornita attraverso documenti pertinenti. Non è sufficiente una semplice dichiarazione del produttore che il prezzo d'acquisto equivale al massimo ai costi di produzione, dedotte eventuali misure di sostegno. La concentrazione sul fornitore del servizio universale è la conseguenza logica dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI, poiché esso deve disporre di determinate informazioni per sapere quali prezzi o costi può computare nella sua tariffa. Di conseguenza anch'esso – e non i singoli produttori – deve poter fornire la prova alla EICom. Per quanto concerne la produzione propria non ci dovrebbero essere novità per i fornitori del servizio universale, poiché in questo ambito già oggi sono rilevanti i costi di una produzione efficiente e i fornitori del servizio universale dispongono naturalmente delle informazioni necessarie. In caso di acquisto, ossia quando l'elettricità non proviene dagli impianti di produzione del gestore della rete di distribuzione (per la delimitazione cfr. commenti all'art. 4a), la situazione è diversa, poiché ora nel quadro dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> costituiscono una grandezza rilevante anche i costi di produzione (cfr. commenti all'art. 4 cpv. 2). Per rispettare il tetto massimo dei costi stabilito dalla legge il fornitore del servizio universale necessita di determinate informazioni dal venditore. Poiché la fornitura di elettricità ai consumatori finali con servizio universale conformemente all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI è «soltanto» un diritto del fornitore del servizio universale, quest'ultimo può cedere queste informazioni a condizioni del ritiro a un prezzo vantaggioso. Se si avvale della semplificazione di cui all'articolo 4 capoverso 3, il fornitore del servizio universale deve poter dimostrare di soddisfare i requisiti previsti per il tasso di remunerazione applicato (valori di riferimento necessari quali la potenza e la data di messa in esercizio) e, nel caso si tratti di impianti fotovoltaici, che sia stato detratto l'importo forfettario del 20 per cento.

A queste riflessioni si riallaccia il *capoverso 2* che riguarda solo gli acquisti. Il fornitore del servizio universale deve notificare spontaneamente alla EICom determinati valori di riferimento. Esso dispone già delle informazioni necessarie alla determinazione di questi valori al fine di rispettare il tetto massimo dei costi di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI. Grazie a queste informazioni la EICom dispone di una base per decidere quali aspetti esaminare approfonditamente e richiedere ai fornitori del servizio universale l'obbligo della prova di cui al capoverso 1. Il testo è volutamente «elastico» per permettere alla EICom di decidere se richiedere i valori di riferimento dovuti nell'ambito della contabilità per unità finali di computazione per la quota tariffaria della fornitura di energia (art. 6 cpv. 4 LAEI) oppure attraverso un altro strumento.

**Art. 5a** Scenario di riferimento

Questa disposizione disciplina il riesame periodico e l'aggiornamento dello scenario di riferimento (cfr. art. 9a cpv. 5 LAEI). Nella definizione della frequenza del riesame e dell'aggiornamento bisogna, da un lato, soddisfare l'esigenza di una determinata sicurezza nella pianificazione, e, dall'altro, poter integrare tempestivamente modifiche importanti del rapporto nello scenario di riferimento, affinché quest'ultimo costituisca sempre una base di pianificazione il più possibile vicina alla realtà. Per agevolare l'armonizzazione con il contesto internazionale rilevante per lo sviluppo della rete in Svizzera, in particolare con la pianificazione della rete dell'Associazione dei gestori europei di reti di





trasmissione (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E) – elaborazione del Ten-Year Network Development Plan ogni due anni, lo scenario di riferimento viene riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni.

#### *Art. 5b Principi di pianificazione della rete*

I principi di pianificazione della rete descrivono il metodo da applicare per il dimensionamento della rete e i criteri di valutazione tecnici di rete. Il metodo scelto per la pianificazione della rete deve garantire la copertura di tutti i casi che emergeranno in futuro nell'esercizio delle reti elettriche. Il metodo descrive l'oggetto dell'analisi e la procedura da seguire. I principali criteri di valutazione tecnici di rete sono ad esempio il criterio (n-1), i valori limite di sollecitazione termica, i valori limite di tensione, la qualità della tensione oppure osservazioni riguardanti i cortocircuiti (valori minimi e massimi), considerando che i criteri di valutazione si differenziano per ogni livello di rete. In particolare i principi di pianificazione della rete di Swissgrid tengono conto delle disposizioni pertinenti dell'ENTSO-E. Secondo l'articolo 9b capoverso 3 LAEI la EICom può stabilire requisiti minimi per quanto riguarda il contenuto dei principi di pianificazione della rete.

Se noti, i principi di pianificazione della rete sono un elemento importante per comprendere la pianificazione della rete. Conformemente all'articolo 9b capoverso 4 LAEI, il Consiglio federale può obbligare i gestori di rete a pubblicare i loro principi di pianificazione della rete. Considerato l'onere di cui i gestori di rete devono farsi carico per fornire all'opinione pubblica informazioni comprensibili a questo riguardo, si è deciso di non ricorrere per il momento a questa possibilità.

#### *Art. 5c Coordinamento della pianificazione della rete*

Questa disposizione dell'ordinanza precisa l'articolo 9c capoverso 1 LAEI, che prevede lo scambio reciproco a titolo gratuito di informazioni per la pianificazione della rete. Le informazioni in questione riguardano i congestionamenti attuali o previsti della rete e le previsioni sulla produzione e sul consumo, come ad esempio i dati relativi a progetti di centrali elettriche pianificati. A questo riguardo devono essere illustrati, possibilmente per ogni nodo della rete, l'aumento del consumo previsto e la produzione decentralizzata installata presente e futura per ogni tecnologia di produzione (ad es. acqua corrente, fotovoltaico, eolico e altre centrali elettriche). Lo scambio di informazioni deve avvenire in linea di massima reciprocamente e su richiesta. A questo proposito occorre tenere presente che Swissgrid non può trasmettere dati sulla produzione commercialmente rilevanti ai gestori della rete di distribuzione il cui esercizio della rete non sia disgiunto da altri settori di attività.

#### *Art. 6 rubrica e cpv. 1 Informazione della EICom*

L'esonero dei gestori della rete di distribuzione dall'obbligo di allestire piani pluriennali per le reti con una tensione pari o inferiore a 36 kV, attualmente sancito nell'articolo 6 capoverso 1 lettera a, può essere eliminato poiché il nuovo articolo 9d LAEI prescrive esplicitamente tale obbligo solamente per le reti con una tensione superiore a 36 kV. Di conseguenza viene adattata anche la rubrica.

#### *Art. 6a Piani pluriennali*

La descrizione dei progetti di rete del livello di rete 1 nel piano pluriennale conformemente al capoverso 1 è la condizione per la successiva verifica e la conferma preliminare della necessità del progetto da parte della EICom. Swissgrid deve quindi riportare tutte le informazioni importanti relative al progetto di rete (*lettere a–d*) ed effettuare una stima trasparente dei costi di progetto presunti (*lettera e*). Conformemente alla *lettera f* deve fornire la prova dell'efficacia economica e tecnica del progetto. L'efficacia di un progetto per il livello di rete 1 dev'essere dimostrata attraverso un'analisi costi/benefici. Un progetto è considerato efficace dal punto di vista economico se genera un vantaggio economico ed è efficace dal punto di vista tecnico se accresce la sicurezza (n-1) della rete, elimina le



instabilità nella rete, nonché le violazioni dei valori limite di tensione e di cortocircuito. Nell'esposizione dell'analisi dei costi e dei benefici, occorre rispettare i regolamenti, le norme e le raccomandazioni delle organizzazioni di settore riconosciute, in particolare dell'ENTSO-E.

Il *capoverso 2* impone ai gestori di rete del livello di rete 3 di redigere i propri piani pluriennali entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento. Questo obbligo viene introdotto in riferimento sia all'articolo 9c LAEI che obbliga espressamente i gestori di rete al coordinamento della propria pianificazione della rete sia all'articolo 9d LAEI che impone a Swissgrid di sottoporre il proprio piano pluriennale alla EICOM per verifica entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale. Essendo la rete elettrica svizzera caratterizzata da una stretta interconnessione fisica, nell'allestimento del proprio piano pluriennale Swissgrid deve tenere conto dello sviluppo della rete al livello di rete 3. Il *capoverso 2* garantisce a tal fine che i piani pluriennali del livello di rete 3 siano disponibili in modo tempestivo. Anche nella successiva verifica dei piani pluriennali del livello di rete 1 da parte della EICOM può risultare necessaria la consultazione dei piani pluriennali del livello di rete 3, ad esempio nel caso di progetti di ampliamento di Swissgrid con una forte rilevanza regionale in merito al coinvolgimento di consumatori finali o nuovi impianti di produzione.

#### *Art. 6b* Informazione dell'opinione pubblica da parte dei Cantoni

Nelle singole fasi del processo di sviluppo della rete, la Confederazione, i Cantoni e i gestori di rete sono incaricati di informare l'opinione pubblica. Il nuovo articolo 9e *capoverso 2* LAEI prevede che i Cantoni informino l'opinione pubblica sugli aspetti regionali importanti dello sviluppo della rete sul territorio del loro Cantone. I progetti riguardanti linee devono essere armonizzati con il piano direttore cantonale; in alcuni casi si rende necessario un adeguamento di tale piano. La pianificazione del territorio compete ai Cantoni e nel quadro di questo mandato di base spetta ad essi informare l'opinione pubblica. In caso di progetti riguardanti linee di grande rilevanza, può risultare opportuno affidare al Cantone ulteriori compiti d'informazione da esercitare nell'ambito della propria attività informativa riguardante il piano direttore. In questi casi l'UFE stipula con il Cantone un accordo di prestazioni. L'UFE e il Cantone stabiliscono le attività d'informazione del Cantone nonché l'ammontare delle quote da attribuire al mandato di base e agli ulteriori compiti d'informazione. Sulla base di ciò, nell'accordo di prestazioni viene infine stabilito l'indennizzo per il Cantone che tuttavia è riconosciuto solamente per gli ulteriori compiti d'informazione e non per quelli svolti in adempimento del mandato di base.

#### *Art. 7 cpv. 3 lett. n e o*

Secondo le *lettere n e o* i costi d'esercizio e i costi del capitale per misure innovative e di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo devono essere esposti separatamente nel conto dei costi del gestore di rete. In tal modo si crea maggiore trasparenza circa il tipo e l'entità di questi nuovi costi. Naturalmente nel conto dei costi confluiscono anche gli altri costi introdotti con la nuova regolamentazione (ad es. i costi delle misure di informazione e dell'informazione dell'opinione pubblica ai sensi dell'art. 13d); tuttavia l'obbligo di indicare separatamente queste voci di costo non appare adeguato alla loro importanza.

#### *Art. 8a cpv. 1 parte introduttiva, lett. a frase introduttiva e n. 3 nonché cpv. 2 lett. c, 3, 3<sup>bis</sup> e 3<sup>ter</sup>*

Le modifiche al *capoverso 1* sono di natura meramente terminologica: il termine «impianto di stoccaggio» aggiunto negli articoli 17a e 17b LAEI dev'essere inserito anche nelle disposizioni dell'ordinanza relative ai sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti, quindi anche qui ai *capoversi 1 e 2*. Si è deciso di citare esplicitamente i termini «impianti di stoccaggio» o «gestori





degli impianti di stoccaggio» in determinate disposizioni perché altrimenti si potrebbero creare malintesi. Il fatto che gli impianti di stoccaggio non siano menzionati in maniera generale negli atti legislativi, non significa che per essi non valgano i punti degli atti legislativi in cui non sono citati. Come già in precedenza, l'impianto di stoccaggio, o meglio il gestore dell'impianto di stoccaggio, è piuttosto un operatore che non è disciplinato in modo speciale nel diritto in materia di approvvigionamento elettrico; per questo motivo occorre interpretare di volta in volta se anch'esso è soggetto a una determinata disposizione.

Nel *capoverso 1 lettera a numero 3* e nel *capoverso 2 lettera c* sono stati operati miglioramenti linguistici che non hanno alcuna ripercussione di contenuto.

La nuova eccezione introdotta al *capoverso 3 lettera b* esonera i consumatori finali e i produttori collegati direttamente alla rete di trasporto dall'obbligo di utilizzare un sistema di misurazione intelligente. L'eccezione di cui alla *lettera a* è già contemplata dal diritto vigente.

Il nuovo *capoverso 3<sup>bis</sup>* chiarisce che la EICom può concedere l'esonero dall'obbligo di utilizzare sistemi di misurazione intelligenti – competenza attribuitagli dal diritto vigente nel *capoverso 3* secondo periodo – non solo individualmente, bensì più in generale a un determinato gruppo di clienti; per contro non viene attribuito alla EICom alcun potere di emanare disposizioni astratte di carattere generale. Inoltre, la suddetta competenza viene ampliata introducendo la possibilità di concedere l'esonero non solo se l'utilizzo di un sistema di misurazione intelligente comporta un onere sproporzionato ma anche se esso è inadeguato allo scopo visti i requisiti metrologici concreti. Si pensi, a questo riguardo, in particolare ai consumatori finali e ai produttori maggiori collegati ai livelli di rete superiori: essi talvolta richiedono per gli strumenti di misurazione requisiti particolari che gli standard tradizionali previsti dal legislatore (cfr. art. 8a cpv. 1 e 2) non sono in grado di soddisfare in ogni aspetto (ad es. per quanto riguarda il controllo e la classe di precisione). Si noti che queste competenze della EICom hanno un carattere straordinario: nella prassi quotidiana, infatti, la Commissione dovrà fare in modo che le eccezioni non ostacolino l'obiettivo dell'80 per cento previsto all'articolo 31e *capoverso 1*.

Il nuovo *capoverso 3ter* è stato aggiunto perché finora la prassi ha mostrato che qualche consumatore finale si rifiuta categoricamente di utilizzare un sistema di misurazione intelligente. La nuova disposizione riconosce al gestore di rete la possibilità di fatturare individualmente al cliente che opponga un simile rifiuto i costi di misurazione supplementari di cui si è dovuto fare carico (ad es. costi per la lettura, la fatturazione o il trattamento dei dati). Si intende così accrescere attraverso misure finanziarie la disponibilità all'uso di sistemi di misurazione intelligenti. Questa modifica non interviene sull'obbligo di raggiungere l'obiettivo dell'80 per cento di cui all'articolo 31e *capoverso 1*.

*Art. 8c cpv. 1 frase introduttiva, cpv. 4, 5 e 6*

Nel testo dell'ordinanza sono stati integrati i termini «impianto di stoccaggio o gestore dell'impianto di stoccaggio» (cfr. tra l'altro art. 8a e art. 31j cpv. 4 e 5). Questi termini vengono introdotti anche nei *capoversi 1* (frase introduttiva), 5 e 6.

Il *capoverso 4* viene abrogato perché finora la prassi ha dimostrato che da un punto di vista tecnico esso al momento è attuabile solo con difficoltà. In particolare viene addotto l'argomento secondo cui concedere a terzi l'accesso all'infrastruttura critica del gestore di rete per sistemi impiegati da quest'ultimo comporterebbe un rischio non trascurabile. Lo stato attuale delle conoscenze non permette di ridurre facilmente tale rischio. La digitalizzazione potrebbe tuttavia cambiare questa situazione, e in tal caso occorrerebbe valutare nuovamente una regolamentazione apposita.

*Art. 12 cpv. 1*



Il contenuto dell'articolo 12 capoverso 1 è stato trasferito nell'articolo 15 capoverso 2 lettera c LAEI. Pertanto la disposizione può essere eliminata.

*Art. 13a lett. b*

L'articolo 13a lettera b viene integrato con il termine «impianto di stoccaggio» (si vedano al riguardo anche i commenti all'art. 8a cpv. 1 e art. 8c cpv. 1, 5 e 6).

*Art. 13b Costi computabili delle misure innovative per le reti intelligenti*

Attraverso il *capoverso 1* si vuole dare ai gestori di rete il margine di manovra finanziario per sperimentare approcci, metodi e soluzioni innovative per il settore della rete, raccogliere esperienze in questo ambito e infine applicarli in modo affidabile. Si tratta di sviluppare ulteriormente lo stato della tecnica nel settore della rete e rendere possibili nuove funzioni delle reti elettriche. Tutto ciò comprende, da un lato, lo sviluppo o approfondimento e l'applicazione di procedure o metodi, come, ad esempio, meccanismi basati sul mercato e al servizio del sistema oppure il trattamento e l'analisi di dati utili per la digitalizzazione e l'automatizzazione crescenti; dall'altro include anche l'impiego e l'esercizio di nuovi mezzi tecnici d'esercizio, specialmente nella pianificazione della rete, per la pianificazione dell'esercizio della rete, l'esercizio stesso nonché i processi contabili nell'ambito dell'economia di rete.

Non tutti i costi devono essere computabili, bensì soltanto quelli che generano un vantaggio in vista delle sfide future e che integrano nelle reti nuove funzioni o migliorano quelle esistenti. La Smart Grid Roadmap<sup>3</sup> rappresenta una guida alle principali funzioni. Ad esempio si possono adottare misure volte a fornire informazioni su elementi di rete attivi, come stazioni di rete locali regolabili o regolatori di portata, e a permetterne un esercizio efficiente e affidabile.

I costi di rete computabili comprendono fondamentalmente solo i costi caratterizzati da una chiara relazione oggettiva e temporale con la pianificazione della rete o l'esercizio della rete (ricerca applicata), ma non i costi riguardanti mere attività di ricerca o manutenzione. Sono quindi computabili in particolare i costi generati dallo sfruttamento attivo delle possibilità innovative, già precedentemente oggetto di ricerca, e che vengono sperimentate per la prima volta su piccola scala e in condizioni reali nel rispettivo comprensorio. Se necessari in vista di una misura innovativa concreta, altri lavori preparatori o chiarimenti preliminari sono computabili in quanto parte della misura.

Il *capoverso 2* limita i costi computabili delle misure innovative all'1 per cento dei costi di esercizio e del capitale computabili del gestore di rete. Inoltre stabilisce un limite massimo annuo assoluto di un milione di franchi per misure di Swissgrid e di 500 000 franchi per misure dei restanti gestori di rete. In merito l'ordinanza non disciplina in quali casi i costi sono considerati costi d'esercizio o costi del capitale; ciò deve essere determinato per ogni singolo caso in base alle usuali norme.

La computabilità (limitata) dei costi di determinate misure innovative è giustificata soprattutto dal fatto che queste talvolta sono inefficienti a breve termine, mentre a lungo termine, soltanto grazie all'innovazione, permettono un costante sviluppo e miglioramento delle reti. Di questa riflessione si tiene conto anche introducendo un obbligo di documentazione: le conoscenze acquisite grazie alle misure innovative devono essere rese accessibili. Questo trasferimento delle conoscenze serve allo sviluppo della rete e migliora nel contempo l'efficienza di queste misure, poiché per l'acquisizione dei risultati non è necessario svolgere un certo numero di progetti identici. Di conseguenza il *capoverso 3* prescrive ai gestori di rete di documentare in modo unitario e quindi comparabile i risultati delle misure innovative attuate. La documentazione serve a presentare nel modo più preciso possibile le modalità di funzionamento, le possibilità d'impiego e i vantaggi delle misure innovative nonché a evidenziare le

<sup>3</sup> Cfr. Smart Grid Roadmap Schweiz. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses, 2015, consultabile alla pagina Internet [www.bfe.admin.ch/smartgrids](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids).



difficoltà attuative, gli ostacoli e le relative soluzioni individuate. Il legislatore prescrive determinati contenuti attraverso i quali documentare le misure innovative attuate e i risultati ottenuti dai gestori di rete. Al fine di garantire la trasparenza e quindi la comparabilità, la ElCom stabilisce ulteriori requisiti minimi per la documentazione sotto forma di direttive o simili. Essa può inoltre stabilire il servizio dove il gestore della rete di distribuzione pubblica i propri documenti. Una soluzione sensata potrebbe essere un servizio centrale, come ad esempio un sito web, che permetta di contenere il più possibile i costi dei centri interessati per la ricerca di informazioni. Naturalmente la documentazione potrà essere redatta e presentata in modo integrale solamente una volta terminato il progetto. Ciò potrebbe comportare una correzione a posteriori di voci di costo già computate che come di consueto vengono poi considerate nelle tariffe degli anni successivi.

*Art. 13c* Costi computabili delle misure di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo

Il *capoverso 1* consente esplicitamente al gestore di rete di computare i costi sostenuti nell'attuazione delle misure di sensibilizzazione previste dal Consiglio federale nell'ambito della riduzione del consumo. È dunque computabile la preparazione dei dati sul consumo di un consumatore finale che lo metta in condizione di visualizzare tempestivamente il suo consumo e di confrontarlo attraverso diversi orizzonti temporali. È importante mostrare tempestivamente ai consumatori finali il loro minore o maggiore consumo rispetto ad altri gruppi di consumatori finali simili. Alcuni progetti pilota e di ricerca hanno dimostrato infatti che approcci ludici di natura competitiva o collaborativa consentono ai consumatori finali di ridurre durevolmente il loro consumo. Segnatamente sono computabili le spese sostenute dal gestore di rete nell'ambito del trattamento dei dati e della loro diffusione ai consumatori finali. Il termine «trattamento» utilizzato nell'ordinanza è utilizzato in senso ampio e comprende il rilevamento, la preparazione, la raffigurazione e la diffusione dei dati necessari alla sensibilizzazione. La descrizione delle misure computabili è volutamente molto restrittiva: è indubbio che le misure di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo di energia si collochino a cavallo tra la rete come monopolio naturale e regolato e il mercato dell'energia o dei servizi energetici. Se le misurazioni sono eseguite dal gestore della rete di distribuzione nell'ambito dell'esercizio della rete, è ovvio e ragionevole che a preparare e mettere a disposizione questi dati sia il gestore stesso, il quale in tal modo svolge una fondamentale attività informativa. In considerazione di ciò tuttavia soltanto in un contesto molto ristretto si può ipotizzare un'attività computabile nei costi di rete. Se nella preparazione dei dati va al di là di quanto esplicitamente menzionato, il gestore di rete sconfinava nel mercato dei servizi, ossia in un ambito di attività che dev'essere disgiunto dall'esercizio della rete (art. 10 LAEI) e i cui costi in nessun caso possono essere computati nei costi di rete.

Nella medesima ottica va visto il *capoverso 2*, anch'esso dal carattere restrittivo, che limita l'entità dei costi computabili per le misure di sensibilizzazione, prevedendo una limitazione relativa e una limitazione assoluta. Un approccio pragmatico consiste nel limitare questi costi allo 0,5 per cento dei precedenti costi d'esercizio del gestore di rete o prevedere un massimo di 250 000 franchi all'anno. I gestori di rete più piccoli sostengono meno oneri rispetto a quelli più grandi per sensibilizzare un numero più ristretto di consumatori. Tuttavia per i gestori della rete di distribuzione più grandi questo 0,5 per cento dei restanti costi d'esercizio costituirebbe una voce di costo notevole. Ciò difficilmente sarebbe compatibile con l'esigenza di limitare la computabilità delle misure di sensibilizzazione e non sconfinare nel mercato dei servizi energetici. Pertanto viene stabilito anche un limite assoluto dei costi annuali computabili. Naturalmente è palese che, in base dell'articolo 15 LAEI, i gestori di rete dovrebbero continuare a mantenere queste spese il più efficienti possibili e, se i processi e i necessari sistemi sono affermati, evitare di sfruttare gli importi massimi, se non indispensabile. Qualora i costi superino questo limite, devono essere utilizzate chiavi di ripartizione adeguate.



*Art. 13d* Costi computabili delle misure di informazione e dell'informazione dell'opinione pubblica

L'articolo 15 capoverso 3<sup>bis</sup> lettera b LAEI incarica il Consiglio federale di fissare nell'ordinanza le condizioni e l'estensione della computabilità delle misure di informazione necessarie e specifiche ai progetti. Simili misure di informazione possono rivelarsi necessarie per i progetti di ogni livello di rete (cfr. messaggio, FF 2016 3393, qui 3417-3418). Inoltre, in base all'articolo 20 capoverso 2 lettera g LAEI, Swissgrid, i cui progetti, seppur particolarmente importanti per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, sono spesso controversi, è tenuta per legge a informare ampiamente l'opinione pubblica sui propri progetti e sulla loro importanza per l'approvvigionamento di energia elettrica in Svizzera. Quest'obbligo di Swissgrid va oltre le misure di informazione specifiche ai progetti e non costituisce oggetto della presente disposizione dell'ordinanza. È emerso che i progetti si diversificano molto tra loro per quanto riguarda le spese di capitale e l'efficacia sull'opinione pubblica e che tra queste due grandezze non è possibile stabilire alcuna correlazione generalmente valida. Pertanto non è possibile determinare l'estensione della computabilità attraverso una regola che fissi limiti massimi dei costi, come previsto ad esempio per le misure di sensibilizzazione. Di conseguenza in relazione alle misure di informazione l'ordinanza fa riferimento a condizioni materiali. Nell'ambito dei limiti così stabiliti, i costi generati dalla fornitura delle prestazioni sono considerati costi d'esercizio computabili.

L'obiettivo delle misure di informazione è consentire una partecipazione adeguata delle persone coinvolte in un progetto. Di conseguenza queste persone – come pure altri soggetti importanti per la formazione dell'opinione delle stesse (media, politica, ecc) – devono ricevere tempestivamente le necessarie informazioni per potersi creare un'opinione e partecipare in modo adeguato e il più possibile costruttivo. L'ordinanza sancisce pertanto il principio secondo cui sono computabili i costi di quelle misure di informazione necessarie per creare un'opinione ed eventualmente partecipare alla procedura. La citazione dei contenuti delle misure di informazione nel *capoverso 1* non è esaustiva e si basa sull'articolo 16 capoverso 3 LIE in cui è implicito che nella procedura di approvazione dei piani bisogna verificare se il progetto rispetta le disposizioni del diritto in materia di elettricità, di pianificazione del territorio, di protezione dell'ambiente, nonché della natura e del paesaggio. Di conseguenza il *capoverso 1* prevede in particolare la computabilità dei costi della messa a disposizione di informazioni circa le previste ripercussioni del progetto su ambiente, territorio e persone interessate dal progetto. Qui sono comprese anche le informazioni su eventuali misure a compensazione di queste ripercussioni (misure sostitutive ecc.). Poiché le esperienze dimostrano che spesso la necessità di un progetto è controversa, devono essere messe a disposizione informazioni anche su questo aspetto; tali misure possono infatti contribuire notevolmente all'accettazione di un progetto. Infine, per garantire una partecipazione tempestiva e quindi adeguata, sono necessarie informazioni sullo svolgimento temporale del progetto. Tutte le misure di informazione devono avere un nesso diretto con un progetto concreto. I gestori di rete sono liberi di scegliere come mettere a disposizione le informazioni (per iscritto, oralmente, su Internet, ecc); l'importante è che le informazioni siano comprensibili per gli interessati. Il termine «messa a disposizione» utilizzato in questa disposizione dell'ordinanza include naturalmente anche la diffusione delle informazioni.

Secondo l'articolo 9e capoverso 2 LAEI, le prestazioni di notevole entità erogate da un Cantone nel quadro della propria attività di informazione dell'opinione pubblica sono compensate attraverso accordi di prestazioni. In esecuzione dell'articolo 3a capoverso 2 LIE, il nuovo articolo 13 dell'ordinanza del 22 novembre 2006 sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia (RS 730.05) prevede pertanto che l'UFE riscuota presso i gestori di impianti a corrente forte e a corrente debole emolumenti adeguati a coprire gli indennizzi che conformemente agli accordi di prestazioni versa ai Cantoni per la loro attività di informazione dell'opinione pubblica. Infine l'articolo 15 capoverso 3<sup>bis</sup> lettera b LAEI incarica il Consiglio federale di disciplinare i dettagli della



computabilità di questi emolumenti. Il *capoverso 2* sancisce la totale computabilità di questi emolumenti riscossi dai gestori di rete.

*Art. 18 Tariffe per l'utilizzazione della rete*

La riformulazione dei *capoversi 2-4* si basa sulla prescrizione relativa alla costituzione di un gruppo di clienti di base. Per ragioni di praticabilità, tuttavia, l'appartenenza a un gruppo di clienti non dipende più dalla potenza di allacciamento (fino a 30 kVA) bensì dal consumo elettrico annuo (fino a 50 MWh). Le altre modifiche apportate in questi *capoversi* sono di natura redazionale, pertanto non comportano cambiamenti materiali del diritto.

*Art. 24 cpv. 2 primo periodo*

Il *primo periodo del capoverso 2* viene adeguato per motivi redazionali.

*Art. 31e cpv. 3 e 4*

Le disposizioni dei *capoversi 3 e 4* vengono trasferite con una forma leggermente modificata nel nuovo articolo 31j.*Art. 31i Trasferimento dei quadri di comando*

I quadri di comando nel passaggio a centrali nucleari, che secondo le precedenti norme in materia di approvvigionamento elettrico sono già stati trasferiti a Swissgrid, ma che ai sensi del nuovo articolo 2 *capoverso 2* lettera d OAEI non appartengono alla rete di trasporto, in base alla regola nel *capoverso 1* della disposizione transitoria devono essere trasferiti da Swissgrid al proprietario della rispettiva centrale nucleare entro due anni dall'entrata in vigore della presente modifica. Per questo trasferimento viene versato un indennizzo totale. Pertanto Swissgrid deve rivendere gli impianti che le erano stati trasferiti in osservanza delle disposizioni in materia di approvvigionamento elettrico di cui alle norme dell'articolo 33 LAEI. Risulta quindi opportuno, per quanto possibile, applicare per analogia anche per questo trasferimento le norme dell'articolo 33 LAEI. Come già per il passaggio di proprietà della rete di trasporto a Swissgrid, anche nel caso di questi trasferimenti viene messo in primo piano l'accordo contrattuale. Gli interessati devono stabilire insieme in un contratto i dettagli e le delimitazioni per ogni centrale, tenendo conto delle eventuali esigenze di Swissgrid. A seconda della situazione di partenza, insieme alla delimitazione viene effettuato anche il trasferimento a Swissgrid (ancora in sospenso) degli impianti della rete di trasporto, in adempimento dell'articolo 33 LAEI. Solamente nel caso in cui non si giunga a un accordo contrattuale per il trasferimento dei quadri di comando, la EICOM emana una corrispondente decisione (cfr. art. 33 cpv. 5 LAEI), consultando prima l'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) e disponendo le misure necessarie a un esercizio sicuro della centrale nucleare e della rete di trasporto (ad es. connessioni e diritti di accesso su misura delle esigenze di Swissgrid).

A questo punto occorre chiedersi se un quadro di comando nel passaggio a una centrale nucleare dall'esercizio produttivo definitivamente interrotto sia ancora da considerare rilevante ai fini della sicurezza ai sensi dell'articolo 2 *capoverso 2* lettera d e se, di conseguenza, debba essere o meno trasferito alla centrale. Per questa ragione nel *capoverso 2* l'ordinanza chiarisce che un trasferimento del quadro di comando al proprietario della centrale nucleare non deve essere effettuato se l'esercizio produttivo è interrotto prima dello scadere del termine per il trasferimento. Questa disposizione è rilevante per la BKW AG che ha deciso di interrompere definitivamente l'esercizio produttivo della centrale nucleare di Mühleberg per la fine del 2019, motivo per cui i quadri di comando nel passaggio a questa centrale saranno presumibilmente interessati da questa disposizione.

La modifica del *capoverso 3* si giustifica con l'integrazione del termine «impianto di stoccaggio» nel testo dell'ordinanza (si veda a questo riguardo anche i commenti all'art. 8a cpv. 1 e art. 8c cpv. 1, 5 e



6). Allo stesso modo la modifica del *capoverso 4* dipende dal fatto che l'articolo 31f non interessava a suo tempo né i produttori né gli impianti di stoccaggio.

#### *Art. 31j* Sistemi di misurazione, controllo e regolamentazione intelligenti

Il *capoverso 1* corrisponde all'attuale articolo 31e capoverso 3. Sono state tuttavia ammorbidite le condizioni alle quali i sistemi di misurazione intelligenti che soddisfano in ampia misura, ma non completamente, i requisiti di legge (art. 17a cpv. 1 e 3 LAEI nonché art. 8a cpv. 1 e 2 e art. 8b) possono continuare a essere utilizzati ed essere equiparati ai sistemi di misurazione intelligenti: i sistemi di misurazione devono essere stati installati prima del 1° gennaio 2018 (lett. a) – il che non è una novità – oppure il loro acquisto deve essere stato avviato prima del 1° gennaio 2019 (lett. b). Quest'ultimo termine offre un certo sollievo ai gestori di rete: è stato infatti scelto in modo da evitare che la modifica penalizzi qualche gestore di rete.

Il *capoverso 2* non si ritrova in nessuna altra parte nel diritto attuale. L'introduzione di questa eccezione è giustificata dai ritardi osservati nello sviluppo della verifica della sicurezza dei dati richiesta per i sistemi di misurazione intelligenti (cfr. art. 8b). I gestori di rete possono avvalersi di questa possibilità unicamente nel caso in cui non si possa evitare l'impiego di uno strumento di misurazione, come ad esempio nei casi dell'articolo 31e capoverso 2 secondo periodo, in caso di sostituzione di un apparecchio difettoso o di nuovi allacciamenti. Data la natura eccezionale di questa disposizione («se necessario») il gestore di rete dovrebbe provvedere il prima possibile a rendere l'apparecchio impiegato conforme ai requisiti di cui all'articolo 8a capoverso 1 e 2 nonché al livello di sicurezza tecnica di cui all'articolo 8b (ad es. attraverso l'aggiornamento del software).

Il *capoverso 3* corrisponde all'attuale articolo 31e capoverso 4 primo periodo, che è stato integrato con la nuova eccezione contemplata al *capoverso 2*. La disposizione dell'attuale articolo 31e capoverso 4 secondo periodo, secondo la quale l'assunzione dei costi dei dispositivi per la misurazione del profilo di carico impiegati prima dell'entrata in vigore della modifica del 1° novembre 2017 è disciplinata dall'articolo 8 capoverso 5 del diritto previgente, viene stralciata e non viene sostituita. In virtù di tale modifica d'ora in avanti anche tali costi saranno computabili al gestore di rete e non dovranno più essere sostenuti dal singolo cliente della misurazione.

Le nuove disposizioni dei capoversi 4 e 5 sono da ricondurre all'introduzione del termine «impianto di stoccaggio» negli articoli 17a e 17b LAEI.

#### *Art. 31k*

Questa disposizione disciplina il momento in cui è possibile avvalersi per la prima e per l'ultima volta del diritto di cui all'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI. Dal momento che non viene stabilita una data precisa, ogni fornitore del servizio universale può beneficiare di questa disposizione per quattro anni, indipendentemente dalla suddivisione dell'anno d'esercizio e dell'anno tariffario (ad es. nell'anno idrologico da ottobre 2018 a settembre 2022 compreso; nell'anno civile da gennaio 2019 a dicembre 2022 compreso).

#### *Numero II*

Le nuove disposizioni della LAEI stabiliscono lo scenario di riferimento come base dei piani pluriennali. La prima elaborazione dello scenario di riferimento da parte dell'UFE richiederà due anni circa. La proroga di due anni per l'entrata in vigore degli articoli 6 capoverso 1 e 6a concernenti i piani pluriennali tiene conto di questa esigenza e garantisce che le nuove disposizioni sui piani pluriennali entreranno in vigore solamente dopo che il Consiglio federale avrà approvato lo scenario di riferimento. Fino a tale data saranno ancora applicate le vigenti disposizioni sui piani pluriennali. In



conseguenza di ciò è necessario prevedere una proroga di due anni anche per l'entrata in vigore degli articoli 8 capoversi 2 e 4, 9d, 20 capoverso 2 lettere f e g, nonché 22 capoverso 2<sup>bis</sup> LAEI.

Conformemente al *capoverso 3* le modifiche dell'articolo 6 capoverso 5<sup>bis</sup> LAEI decadranno automaticamente a partire dal 1° gennaio 2023. Poiché in questo modo viene ripristinata la precedente situazione, i vigenti capoversi 2 e 3 dell'articolo 4, trasferiti invariati nell'articolo 4b, verranno nuovamente trasferiti nell'articolo 4.