



21.047

## **Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili**

del 18 giugno 2021

---

Onorevoli presidenti e consiglieri,

con il presente messaggio vi sottoponiamo, per approvazione, il disegno di legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili.

Nel contempo vi proponiamo di togliere dal ruolo i seguenti interventi parlamentari:

- |      |   |         |                                                                                                                                                            |
|------|---|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2012 | M | 12.3253 | Guadagni adeguati per la trasformazione del sistema energetico (N 15.6.12, Gasche; S 13.12.12)                                                             |
| 2018 | M | 18.3000 | Incentivare gli investimenti per il mantenimento a lungo termine degli impianti di produzione di energia elettrica svizzeri (S 5.3.18, CAPTE-S; N 11.9.18) |
| 2019 | M | 19.3004 | Assicurare a lungo termine l'approvvigionamento elettrico. Garanzia e chiarezza delle responsabilità (S 18.6.19, CAPTE-S; N 9.12.19)                       |
| 2019 | M | 19.3742 | Un ponte finanziario per lo smaltimento delle liste di attesa per le energie rinnovabili (S 10.9.19, Müller Damian; N 17.12.20)                            |
| 2019 | M | 19.3755 | Integrazione efficiente dal punto di vista economico delle energie rinnovabili nelle reti elettriche (N 27.9.19, Guhl; S 3.6.20)                           |

Gradite, onorevoli presidenti e consiglieri, l'espressione della nostra alta considerazione.

18 giugno 2021

In nome del Consiglio federale svizzero:

Il presidente della Confederazione, Guy Parmelin  
Il cancelliere della Confederazione, Walter Thurnherr

## Compendio

*Con la Strategia energetica 2050 la Svizzera intende creare un sistema energetico sostenibile e rispettoso del clima, che garantisca al contempo un'elevata sicurezza di approvvigionamento. L'attuazione della Strategia energetica avverrà per fasi. Il raggiungimento dell'obiettivo climatico stabilito dal Consiglio federale per il 2050 richiede una rapida elettrificazione nei settori dei trasporti e del calore. Pertanto è essenziale provvedere a un forte e tempestivo potenziamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attuare provvedimenti specifici volti ad accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Ciò presuppone corrispondenti modifiche della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico, che sono raggruppate nella presente «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili».*

### Situazione iniziale

*Secondo la Costituzione federale la Confederazione è tenuta ad adoperarsi per un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico ed ecologico. Con il nuovo orientamento della politica energetica nel quadro della Strategia energetica 2050, approvato dall'elettorato svizzero, la Confederazione contribuisce a un approvvigionamento energetico del Paese sostenibile e rispettoso del clima. Il nuovo obiettivo del Consiglio federale, secondo cui a partire dal 2050 la Svizzera non dovrà emettere più gas serra di quanto i pozzi naturali e tecnici siano in grado di assorbire («saldo netto pari a zero»), impone un ulteriore sviluppo della Strategia energetica 2050. In particolare nei settori dei trasporti e del calore è necessario sostituire gran parte dei vettori energetici fossili con energia elettrica prodotta in modo rispettoso dell'ambiente, il che presuppone un forte e tempestivo potenziamento della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili. Affinché in Svizzera, nel corso dell'intero processo di trasformazione e anche successivamente, sia garantita un'elevata sicurezza di approvvigionamento, è indispensabile sviluppare ora ulteriormente le condizioni quadro legali e prevedere i necessari provvedimenti in vista dei mesi invernali. Poiché la produzione di energia elettrica è sempre più decentralizzata, il quadro giuridico deve prevedere non solo il potenziamento delle capacità di produzione di energia elettrica, ma anche la relativa integrazione nel sistema globale. Così facendo il passaggio da un sistema elettrico centrale ad uno sempre più decentralizzato può avvenire in maniera efficiente e sicura.*

### Contenuto del progetto

*Al fine di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in particolare in inverno, il Consiglio federale intende inserire due nuove misure complementari nella legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI). Innanzitutto occorre prevedere un sostegno finanziario all'incremento di 2 TWh della capacità produttiva invernale sicura e neutrale dal punto di vista climatico. Così facendo il Consiglio federale intende garantire a lungo termine l'attuale autosufficienza della Svizzera, pari in media a circa 22 giorni. A tal fine definisce un obiettivo di incremento specifico per il 2040, finanziato attraverso il supplemento a carico dei consumatori di energia elettrica già*

previsto dalla LAEl e volto a prevenire possibili lacune nella sicurezza di approvvigionamento. L'incremento produttivo riguarda in via prioritaria i grandi impianti idroelettrici ad accumulazione. In secondo luogo occorre istituire una riserva strategica di energia che garantisca la disponibilità di energia alla fine dell'inverno, in aggiunta ai meccanismi del mercato dell'energia elettrica.

Inoltre il Consiglio federale propone l'apertura completa del mercato elettrico. Questa misura creerà le stesse condizioni per tutti i consumatori finali, i produttori e i fornitori di elettricità. L'apertura completa del mercato assicura una migliore integrazione delle energie rinnovabili, per le quali saranno possibili ad esempio nuovi modelli commerciali (come le comunità energetiche), che non sono consentiti nel regime di monopolio o per i quali sinora non vi erano pressoché incentivi per l'innovazione. Continuerà ad essere garantito il servizio universale che tutelerà adeguatamente i piccoli consumatori finali da possibili abusi di prezzo. Nel servizio universale verrà proposto un prodotto elettrico standard costituito esclusivamente da energia rinnovabile indigena.

Il Consiglio federale propone altresì di prorogare sino al 2035 le misure volte a promuovere le energie rinnovabili: gli strumenti di promozione esistenti saranno riorganizzati per essere più vicini al mercato. Come previsto, il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità sarà sostituito dai contributi d'investimento, con un conseguente sgravio amministrativo e la possibilità di ottenere un incremento con le stesse risorse. Per i grandi impianti fotovoltaici questi contributi potranno essere assegnati mediante aste; i grandi impianti idroelettrici avranno a disposizione più risorse. Tutti questi provvedimenti continueranno a essere finanziati attraverso il supplemento rete che non verrà aumentato, ma la cui riscossione sarà prolungata.

Inoltre la legge sull'energia (LEne) dovrà prevedere nuovi obiettivi vincolanti per il potenziamento della forza idrica e di altre energie rinnovabili nonché per la riduzione del consumo di energia ed elettricità pro capite per il 2035 e il 2050. Ciò al fine di orientare in modo più vincolante la politica energetica alla sicurezza di approvvigionamento e alla politica climatica nonché di rafforzare la sicurezza della pianificazione per gli investitori.

Infine il Consiglio federale chiede ulteriori miglioramenti delle basi legali, tuttavia di minore portata. Ad esempio, per una maggiore efficienza nell'ambito dell'utilizzo e del potenziamento delle reti elettriche, oltre alla creazione di condizioni quadro per l'utilizzo della flessibilità, connessa al controllo del prelievo, dello stoccaggio o dell'immissione di energia elettrica, si otterrà una maggiore trasparenza in relazione ai costi di rete. Verranno altresì introdotti miglioramenti nel sistema di tariffazione. Infine l'accesso ai dati e alle informazioni e il relativo scambio saranno organizzati in modo più efficiente. A tal fine il Consiglio federale propone un quadro normativo per lo scambio e la protezione dei dati nonché un'infrastruttura nazionale dei dati energetici con un «data hub». Infine nel settore delle misurazioni vengono chiarite le responsabilità e le libertà di scelta previste per legge.

## Indice

|                                                                                                                                                               |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Compendio</b>                                                                                                                                              | <b>2</b>  |
| <b>1 Situazione iniziale</b>                                                                                                                                  | <b>6</b>  |
| 1.1 Necessità di agire e obiettivi                                                                                                                            | 6         |
| 1.2 Atti normativi interessati                                                                                                                                | 10        |
| 1.3 Rapporto con il programma di legislatura e con la pianificazione finanziaria nonché con le strategie del Consiglio federale                               | 10        |
| 1.4 Interventi parlamentari                                                                                                                                   | 12        |
| <b>2 Procedura preliminare, procedura di consultazione</b>                                                                                                    | <b>14</b> |
| <b>3 Punti essenziali del progetto</b>                                                                                                                        | <b>15</b> |
| 3.1 La normativa proposta nella LAEl e nella LEne                                                                                                             | 15        |
| 3.1.1 Panoramica delle principali misure e interrelazioni                                                                                                     | 15        |
| 3.1.2 Obiettivi di consumo di energia ed energia elettrica nonché di incremento della produzione di energia elettrica a partire da energie rinnovabili (LEne) | 19        |
| 3.1.3 Rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento nei mesi invernali (LAEl)                                                                           | 20        |
| 3.1.3.1 Sicurezza di approvvigionamento                                                                                                                       | 20        |
| 3.1.3.2 Mantenimento dell'autosufficienza                                                                                                                     | 21        |
| 3.1.3.3 Riserva di energia come integrazione del mercato                                                                                                      | 24        |
| 3.1.4 Apertura completa del mercato elettrico (LAEl)                                                                                                          | 27        |
| 3.1.5 Sistema di incentivazione fino al 2035 (LEne)                                                                                                           | 31        |
| 3.1.5.1 Incentivi fino al 2035 e finanziamento                                                                                                                | 31        |
| 3.1.5.2 Strumenti di incentivazione                                                                                                                           | 32        |
| 3.1.5.3 Impianti fotovoltaici                                                                                                                                 | 34        |
| 3.1.5.4 Grandi impianti idroelettrici                                                                                                                         | 36        |
| 3.1.5.5 Energia eolica                                                                                                                                        | 39        |
| 3.1.5.6 Geotermia                                                                                                                                             | 39        |
| 3.1.5.7 Piccoli impianti idroelettrici                                                                                                                        | 40        |
| 3.1.5.8 Biomassa                                                                                                                                              | 40        |
| 3.1.6 Miglioramento dell'efficienza energetica (LEne)                                                                                                         | 41        |
| 3.1.7 Utilizzo delle flessibilità nella rete di distribuzione (LAEl)                                                                                          | 42        |
| 3.1.8 «Data hub» nel settore elettrico (LAEl)                                                                                                                 | 44        |
| 3.1.9 Libertà di scelta e organizzazione delle misurazioni (LAEl)                                                                                             | 46        |
| 3.1.10 Modifiche delle tariffe di rete (LAEl)                                                                                                                 | 47        |
| 3.1.11 Regolazione Sunshine (LAEl)                                                                                                                            | 50        |
| 3.1.12 Sandbox regolatoria (LAEl)                                                                                                                             | 51        |
| 3.1.13 Ulteriori misure connesse alla sicurezza di approvvigionamento e all'esercizio sicuro delle reti elettriche (LAEl)                                     | 52        |
| 3.1.14 Ottimizzazioni nella LAEl                                                                                                                              | 53        |
| 3.1.15 Ottimizzazioni nella LEne                                                                                                                              | 55        |

|          |                                                                                                                                                                                           |                     |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| 3.2      | Alternative esaminate                                                                                                                                                                     | 57                  |
| 3.3      | Compatibilità tra i compiti e le finanze                                                                                                                                                  | 59                  |
| 3.4      | Questioni relative all'attuazione del progetto                                                                                                                                            | 59                  |
| <b>4</b> | <b>Commento ai singoli articoli</b>                                                                                                                                                       | <b>60</b>           |
| 4.1      | Legge sull'energia (LEne)                                                                                                                                                                 | 60                  |
| 4.2      | Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl)                                                                                                                                            | 75                  |
| <b>5</b> | <b>Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo</b>                                                                                                                                | <b>122</b>          |
| <b>6</b> | <b>Ripercussioni</b>                                                                                                                                                                      | <b>125</b>          |
| 6.1      | Ripercussioni sul personale per la Confederazione                                                                                                                                         | 125                 |
| 6.2      | Ripercussioni finanziarie per la Confederazione                                                                                                                                           | 125                 |
| 6.3      | Ripercussioni sul Fondo per il supplemento rete e altre ripercussioni                                                                                                                     | 126                 |
| 6.4      | Ripercussioni sui Comuni e sui Cantoni nonché sulle città, gli agglomerati e le regioni di montagna                                                                                       | 128                 |
| 6.5      | Ripercussioni sui consumatori finali (in particolare sulle economie domestiche e sui grandi consumatori)                                                                                  | 128                 |
| 6.6      | Ripercussioni sull'economia nazionale                                                                                                                                                     | 129                 |
| 6.6.1    | Stima delle ripercussioni in relazione al raggiungimento dell'obiettivo «saldo netto pari a zero»                                                                                         | 130                 |
| 6.6.2    | Stime relative ai provvedimenti più significativi sotto il profilo economico                                                                                                              | 130                 |
| 6.6.3    | Ripercussioni sull'occupazione ed effetti distributivi                                                                                                                                    | 134                 |
| 6.6.4    | Ripercussioni sui settori                                                                                                                                                                 | 135                 |
| 6.7      | Ripercussioni sulla società e sull'ambiente                                                                                                                                               | 136                 |
| <b>7</b> | <b>Aspetti giuridici</b>                                                                                                                                                                  | <b>137</b>          |
| 7.1      | Costituzionalità                                                                                                                                                                          | 137                 |
| 7.1.1    | Basi legali                                                                                                                                                                               | 137                 |
| 7.1.2    | Compatibilità con i diritti fondamentali                                                                                                                                                  | 137                 |
| 7.2      | Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera                                                                                                                               | 138                 |
| 7.3      | Forma dell'atto                                                                                                                                                                           | 139                 |
| 7.4      | Subordinazione al freno alle spese                                                                                                                                                        | 139                 |
| 7.5      | Conformità alla legge sui sussidi                                                                                                                                                         | 139                 |
| 7.6      | Delega di competenze legislative                                                                                                                                                          | 141                 |
| 7.7      | Protezione dei dati                                                                                                                                                                       | 141                 |
|          | <b>Abbreviazioni</b>                                                                                                                                                                      | <b>143</b>          |
|          | <b>Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (Modifica della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico) (Progetto)</b> | <b>FF 2021 1667</b> |

## Messaggio

### 1 Situazione iniziale

#### 1.1 Necessità di agire e obiettivi

Con il nuovo orientamento della politica energetica nel quadro della Strategia energetica 2050, approvato dall'elettorato svizzero, la Svizzera si sta muovendo verso un sistema energetico più sostenibile e rispettoso del clima. È necessario incrementare l'efficienza energetica e l'impiego delle energie rinnovabili. Nel contempo devono essere ridotte le emissioni causate dalla combustione di vettori energetici per la produzione di energia motrice o di calore (emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione di energia): a partire dal 2050 la Svizzera non dovrà emettere più CO<sub>2</sub> di quanto i pozzi naturali e tecnici siano in grado di assorbire (obiettivo del Consiglio federale: saldo netto pari a zero). Considerata la quota elevata di emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione di energia rispetto al totale delle emissioni di gas serra rilevate in Svizzera, questa decisione ha effetti diretti sulla politica energetica del Consiglio federale e implica una rapida elettrificazione nei settori dei trasporti e del calore. In questo contesto è indispensabile un forte e tempestivo potenziamento della produzione di elettricità dalle energie rinnovabili. Al fine di garantire nel corso dell'intero processo di trasformazione un'elevata sicurezza di approvvigionamento in Svizzera, le condizioni quadro legali devono essere modificate già ora. Pertanto, l'obiettivo principale della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (che raggruppa in un unico atto le revisioni della legge del 23 marzo 2007<sup>1</sup> sull'approvvigionamento elettrico [LAEI] e della legge del 30 settembre 2016<sup>2</sup> sull'energia [LEne]) – considerando le implicazioni derivanti dagli obiettivi climatici a lungo termine – consiste nel creare le condizioni per un rafforzamento a lungo termine della sicurezza di approvvigionamento.

*Obiettivo principale: rafforzamento a lungo termine della sicurezza di approvvigionamento elettrico attraverso l'energia rinnovabile indigena*

A seguito della decisione di abbandonare gradualmente l'energia nucleare, nei prossimi anni il settore dell'energia elettrica sarà interessato da una considerevole riduzione delle capacità produttive che dovranno essere sostituite da nuove unità produttive. Al fine di orientare in modo sistematico la politica energetica all'obiettivo «saldo netto pari a zero», occorre ritoccare verso l'alto gli obiettivi di incremento per la produzione di elettricità da energie rinnovabili e adeguare gli obiettivi di consumo di energia e di elettricità. Inoltre occorre rendere gli obiettivi ancora più vincolanti. Per quanto riguarda il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento, nel quadro della trasformazione del sistema energetico occorre intervenire su tre aspetti.

*In primo luogo* si deve garantire, in particolare per quanto riguarda l'approvvigionamento di energia elettrica nei mesi invernali, che la Svizzera disponga di sufficienti capacità produttive per assicurare un quantitativo sufficiente di energia prelevabile e

<sup>1</sup> RS 734.7

<sup>2</sup> RS 730.0

soddisfare la domanda in modo affidabile (aspetto qualitativo). Dalle consultazioni sulla revisione della LAEl e della LEne è emerso un feedback chiaro sulla questione. Nonostante per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera sia molto importante l'integrazione nel mercato europeo dell'elettricità, a medio e lungo termine l'obiettivo è quello di potenziare in modo sufficiente le capacità interne (di stoccaggio). Sul lato del consumo, dovrebbero essere sfruttati ulteriori potenziali di efficienza energetica (riduzione del consumo) che contribuiscono pure alla sicurezza dell'approvvigionamento. Per quanto riguarda la situazione dell'approvvigionamento alla fine dell'inverno, vi è inoltre la necessità di salvaguardare meglio la capacità produttiva effettiva nel periodo in cui i livelli dei bacini di accumulazione sono normalmente bassi.

*In secondo luogo*, l'impiego delle energie rinnovabili deve essere potenziato in modo efficace in base agli obiettivi definiti. Questo incremento della produzione rappresenta un importante contributo di base alla sicurezza di approvvigionamento (aspetto quantitativo). Se basato unicamente sui meccanismi di mercato tale incremento non potrà essere sufficiente. Il nostro Consiglio ha già sottolineato in passato che saranno quindi necessarie ulteriori misure a lungo termine<sup>3</sup>. Il Consiglio nazionale e il Consiglio degli Stati non sono entrati nel merito della proposta del nostro Consiglio di un sistema di incentivazione (articolo costituzionale su un sistema di incentivazione per il clima e l'energia).

Ogni anno l'Ufficio federale dell'energia (UFE) osserva l'evoluzione della situazione rispetto ai suddetti valori indicativi della LEne. Il monitoraggio mostra che per raggiungere i valori indicativi a lungo termine fissati per il 2035 serve un impegno considerevole. Le prossime scadenze degli incentivi nel 2023 (in particolare per l'energia eolica e geotermica) e nel 2030 (in particolare per i grandi impianti idroelettrici e gli impianti fotovoltaici) possono comportare un rallentamento se non un arresto del processo di potenziamento delle energie rinnovabili, con conseguente riduzione della sicurezza di approvvigionamento. Al fine di offrire ai potenziali investitori una sicurezza sufficiente di pianificazione per le proprie decisioni e forzare in tal modo l'incremento, allineandosi agli ambiziosi obiettivi climatici definiti, la presente revisione di legge contiene i necessari adeguamenti del sistema di incentivi.

*In terzo luogo* l'energia elettrica sarà prodotta in futuro in misura maggiore in modo decentrato e immessa anche nei livelli inferiori delle reti elettriche (reti di distribuzione). Al fine di affrontare queste sfide connesse alla trasformazione del sistema di approvvigionamento, in una prospettiva economica e considerando l'aspetto della sicurezza di approvvigionamento è essenziale accrescere la flessibilità a livello di rete, produzione e consumo. Inoltre è in aumento il numero dei soggetti coinvolti nel sistema elettrico, i quali interagiranno in modo sempre più marcato e frequente. Affinché ciò possa avvenire in modo sicuro ed efficiente, servono adeguate condizioni quadro legali.

Il presente progetto è la risposta del nostro Consiglio a queste sfide. Esso garantisce i necessari strumenti e condizioni quadro per un rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento e, di conseguenza, di un approvvigionamento elettrico sicuro a lungo termine in Svizzera attraverso le energie rinnovabili.

<sup>3</sup> FF 2013 6489, in particolare 6493 seg.

*Obiettivo: rafforzamento dell'innovazione e miglioramento dell'efficienza*

La trasformazione del sistema energetico illustrata deve avvenire nel modo più efficiente possibile. Un ruolo determinante in questo contesto è svolto da una maggiore innovazione. La parziale apertura dell'attuale mercato elettrico rappresenta un ostacolo per diverse innovazioni, poiché in taluni casi non consente di introdurre modelli commerciali innovativi. Ad esempio è importante modificare le condizioni quadro legali per creare le possibilità di vendere e scambiare energia elettrica di produzione locale («energia elettrica di quartiere»). Ciò consente una maggiore creazione di valore direttamente nell'ambito della produzione decentralizzata, riducendo in tal modo la necessità di promozione. Inoltre il quadro legale del mercato elettrico deve essere maggiormente improntato a un'integrazione efficiente delle energie rinnovabili nel mercato. Alla luce della Strategia energetica 2050, è necessario un intervento diretto sul fronte dell'apertura totale del mercato dell'elettricità: a differenza di quasi due decenni fa, ai tempi della legge sul mercato dell'energia, attualmente un mercato aperto rappresenta uno strumento efficace e importante per integrare le energie rinnovabili decentralizzate nel sistema elettrico.

Nella definizione dei modelli di sostegno per le singole tecnologie, gli incentivi devono essere fissati in modo tale che l'elettricità sia immessa in rete il più possibile in funzione delle necessità. Infine, occorre migliorare notevolmente l'accesso ai dati e alle informazioni, poiché su ciò si basano la diffusione delle innovazioni e i nuovi modelli commerciali per l'efficienza energetica e la produzione di elettricità rinnovabile. Così facendo non solo si incentiva la produzione locale, ma, grazie all'utilizzo flessibile, si integra meglio l'elettricità rinnovabile nel mercato elettrico. I prezzi dell'energia elettrica diventano più flessibili e vicini al mercato e si rafforza l'approvvigionamento di energia sostenibile.

La trasformazione del sistema elettrico prevista dalla Strategia energetica presuppone un potenziamento effettivo della produzione di energia rinnovabile e nel contempo la messa a disposizione della necessaria infrastruttura di rete. Le reti elettriche costituiscono un'importante infrastruttura per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica. Quanta più elettricità viene immessa nelle reti di distribuzione in modo decentralizzato, tanto più occorre ottimizzare, ampliare e potenziare l'infrastruttura, anziché occuparsi semplicemente della sua manutenzione. Poiché rappresentano un monopolio naturale, le reti dovranno rimanere nel settore regolato anche dopo l'apertura completa del mercato elettrico. Per quanto concerne la regolazione della rete sono necessarie modifiche di legge in particolare per garantire a lungo termine un'efficace integrazione nella rete delle energie rinnovabili e un'assunzione più equa dei costi di rete.

Poiché nel quadro della trasformazione del sistema energetico, l'obiettivo del «saldo netto pari a zero» implica un grado di elettrificazione maggiore, sono necessari anche ulteriori miglioramenti a livello di efficienza energetica ed elettrica che pertanto rientrano nel presente progetto.

*Obiettivo: maggiore centralità del cliente*

Un ulteriore, importante obiettivo del presente progetto consiste nel porre maggiormente al centro dell'interesse i clienti. In un sistema energetico sempre più decentra-

lizzato i singoli soggetti (consumatori finali, prosumer [ossia produttori e nel contempo consumatori di energia elettrica], fornitori di servizi ecc.) svolgeranno un ruolo più attivo e rilevante rispetto a oggi. A tal fine anche i piccoli consumatori finali devono poter accedere al mercato elettrico e, di conseguenza, alle informazioni nonché ottenere maggiore trasparenza sui prodotti e sui costi. Tuttavia, nell'attuale mercato parzialmente aperto difficilmente possono partecipare attivamente al mercato e richiedere oppure offrire servizi. In merito alla fornitura di energia elettrica, attualmente il 99 per cento dei consumatori finali è costituito da clienti vincolati del gestore della rete di distribuzione locale. Questi ultimi acquistano sul libero mercato oltre due terzi dell'energia elettrica consumata nell'ambito del servizio universale svizzero. I piccoli consumatori finali invece non possono accedere al mercato e, in qualità di clienti, sono limitati nella scelta non solo del fornitore, ma spesso anche della qualità dell'energia elettrica. Il presente progetto comprende elementi volti a colmare queste lacune e a migliorare l'informazione degli attori coinvolti in qualità di clienti nonché la trasparenza nei rimanenti settori di monopolio dell'economia elettrica (in particolare la rete elettrica).

*Interruzione dei negoziati relativi a un accordo istituzionale con l'UE:  
implicazioni*

L'accordo sull'energia elettrica, al quale miravano l'UE e la Svizzera, è ora sospeso fino a nuovo avviso, visto che i negoziati relativi a un accordo istituzionale sono stati interrotti. Per il Consiglio federale il presente progetto di legge mantiene tutta la sua attualità e validità: da una parte perché non è mai stato inteso come progetto di attuazione di un accordo sull'energia elettrica, dall'altra perché, contestualmente agli obiettivi succitati, in particolare in riferimento al rafforzamento a lungo termine della sicurezza di approvvigionamento, esso contiene una serie di provvedimenti fatti su misura per la situazione svizzera. In mancanza di un accordo sull'energia elettrica è ancora più importante definire in tempi rapidi misure volte a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento. A nostro giudizio, in questo progetto tali misure sono definite in maniera sufficientemente generica per poter essere ampliate senza particolari complicazioni, se necessario.

Preso atto dell'interruzione dei negoziati, il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC), in collaborazione con la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) e con il coinvolgimento della Società nazionale di rete Swissgrid, sta analizzando le conseguenze a breve e medio termine per la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità della rete. Entro l'autunno 2021 il DATEC presenterà le proprie conclusioni al nostro Consiglio. Nel contempo, ci informerà sulle eventuali misure previste a breve termine da ElCom e Swissgrid per garantire la sicurezza di approvvigionamento e la stabilità della rete sul breve e medio periodo. Oltre a misure sul fronte delle reti, fondamentalmente sono ipotizzabili anche provvedimenti nei settori dell'efficienza energetica, dell'efficienza elettrica e della produzione di elettricità.

Se la situazione lo richiederà, su domanda della ElCom il nostro Consiglio esaminerà ed eventualmente darà avvio a ulteriori misure basate sull'articolo 9 della vigente LAEl. Al riguardo terrà conto delle ripercussioni e dell'interazione con i

provvedimenti volti a rafforzare la sicurezza di approvvigionamento a lungo termine contemplati nell'atto mantello. Qualora dalle analisi emergesse la necessità di un ulteriore intervento a livello legislativo, il DATEC proporrà al nostro Consiglio l'adozione di un messaggio aggiuntivo.

## 1.2 Atti normativi interessati

Per raggiungere gli obiettivi summenzionati, sono necessarie modifiche della LAEl e della LEnE. La LAEl intende creare le condizioni per garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro e un mercato dell'elettricità di tipo competitivo. Pertanto le misure legali nel settore della sicurezza dell'approvvigionamento in senso stretto (aspetto qualitativo), come pure le misure per il potenziamento dell'efficienza e la centralità del cliente nel mercato elettrico, sono introdotte principalmente nella LAEl.

Il campo di applicazione della LEnE è più ampio: essa intende contribuire a un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico e rispettoso dell'ambiente. La LEnE comprende, tra le altre cose, i valori indicativi di incremento e di consumo sia per il settore energetico in generale sia per quello elettrico. Tali valori, in quanto legati all'aspetto quantitativo, svolgono pure un ruolo importante al fine di garantire la futura sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Pertanto le misure legali finalizzate al raggiungimento di detti valori indicativi o obiettivi sono integrate nella LEnE.

La modifica di queste due leggi è necessaria in particolare perché entrambe contengono elementi essenziali per il settore della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Al fine di garantire la coerenza legislativa, il nostro Consiglio sottopone al Parlamento le modifiche delle due leggi in un unico atto mantello.

## 1.3 Rapporto con il programma di legislatura e con la pianificazione finanziaria nonché con le strategie del Consiglio federale

Il progetto è stato annunciato nel messaggio del 29 gennaio 2020<sup>4</sup> sul programma di legislatura 2019–2023 e nel decreto federale del 21 settembre 2020<sup>5</sup> sul programma di legislatura 2019–2023. Il progetto rientra nell'ambito dell'attuazione e dello sviluppo della Strategia energetica 2050 poiché sostiene l'auspicato incremento a lungo termine della produzione di energia elettrica generata a partire da energie rinnovabili e rafforza l'efficienza energetica. Le misure proposte favoriscono un'attuazione degli obiettivi della Strategia energetica efficiente in termini di costi. I nuovi valori indicativi si allineano all'obiettivo del nostro Consiglio, secondo cui la Svizzera a partire dal 2050 non dovrà emettere più gas serra di quanto i pozzi naturali e tecnici siano in

<sup>4</sup> FF 2020 1565, in particolare 1648, 1649 e 1685.

<sup>5</sup> FF 2020 7365, in particolare 7371.

grado di assorbire («saldo netto pari a zero»). Il rafforzamento di un approvvigionamento sicuro con elettricità generata a partire da energie rinnovabili nonché l'efficienza energetica ed elettrica tengono conto dell'elettrificazione e della decarbonizzazione necessarie a tal fine. In tal modo il progetto sostiene l'attuazione della Strategia climatica 2050 e della Strategia per uno sviluppo sostenibile<sup>6</sup>.

I provvedimenti sono inoltre conformi agli obiettivi della Strategia delle infrastrutture federali<sup>7</sup>, volta a garantire l'efficienza delle infrastrutture nazionali, a cui contribuiscono anche i provvedimenti volti ad accrescere la sicurezza di approvvigionamento. Altri due obiettivi della Strategia delle infrastrutture federali – l'ottimizzazione delle condizioni quadro e l'aumento della redditività – sono sostenuti dalla seconda fase di apertura del mercato e dalla libertà di scelta nel settore delle misurazioni che creano incentivi fondamentali agli investimenti in nuove tecnologie. Le attuali inefficienze vengono ridotte dalla dinamica di mercato. Inoltre ci saranno importanti miglioramenti nella regolazione della rete: un maggiore utilizzo della flessibilità connessa al controllo del prelievo, dello stoccaggio o dell'immissione di elettricità, nonché le ulteriori misure tariffarie previste favoriscono un'utilizzazione più efficiente della rete e, a lungo termine, un'ottimizzazione del suo ampliamento, anche nel rispetto della Strategia reti elettriche<sup>8</sup> del Consiglio federale.

L'apertura completa del mercato e le ottimizzazioni nella regolazione della rete, erano già previste nella politica di crescita 2016–2019<sup>9</sup> del nostro Consiglio, in quanto generano maggiore efficienza nell'approvvigionamento elettrico. Riguardando infrastrutture con notevoli ripercussioni su altri settori, tendenzialmente il rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico migliora anche la resilienza dell'economia nazionale.

Infine le innovazioni attese con la seconda fase di apertura del mercato, come pure il previsto *data hub* nel settore elettrico, sono conformi alla Strategia Svizzera digitale e favoriscono l'utilizzo delle tecnologie innovative nell'approvvigionamento energetico del futuro.

<sup>6</sup> [www.are.admin.ch](http://www.are.admin.ch) > Sviluppo sostenibile > Strategia per uno sviluppo sostenibile 2016–2019.

<sup>7</sup> [www.uvek.admin.ch](http://www.uvek.admin.ch) > Il DATEC > Strategia delle infrastrutture federali

<sup>8</sup> [www.sviluppodelletreti.ch](http://www.sviluppodelletreti.ch)

<sup>9</sup> [www.seco.admin.ch](http://www.seco.admin.ch) > Servizi & pubblicazioni > Pubblicazioni > Sviluppi strutturali e crescita > Crescita > Neue Wachstumspolitik 2016–2019 (disponibile soltanto in tedesco e francese).

## 1.4 Interventi parlamentari

Nel presente messaggio il nostro Consiglio intende chiedere lo stralcio dei seguenti interventi parlamentari:

- 2012 M 12.3253 Guadagni adeguati per la trasformazione del sistema energetico (N 15.6.12, Gasche; S 13.12.12)
- 2018 M 18.3000 Incentivare gli investimenti per il mantenimento a lungo termine degli impianti di produzione di energia elettrica svizzeri (S 5.3.18, CAPTE-S; N 11.9.18)
- 2019 M 19.3004 Assicurare a lungo termine l'approvvigionamento elettrico. Garanzia e chiarezza delle responsabilità (S 18.6.19, CAPTE-S; N 9.12.19)
- 2019 M 19.3742 Un ponte finanziario per lo smaltimento delle liste di attesa per le energie rinnovabili (S 10.9.19, Müller Damian; N 17.12.20)
- 2019 M 19.3755 Integrazione efficiente dal punto di vista economico delle energie rinnovabili nelle reti elettriche (N 27.9.19, Guhl; S 3.6.20)

Nel suo primo punto la mozione del consigliere nazionale Urs Gasche, trasmessa dal Parlamento, chiede che per il calcolo delle tariffe elettriche applicate al servizio universale siano presi in considerazione i prezzi del mercato e non più i prezzi di costo o contratti di fornitura a lungo termine. Nel quadro dell'apertura completa del mercato il nostro Consiglio soddisfa tale richiesta. La Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) verifica quindi l'adeguatezza delle tariffe del servizio universale sulla base dei prezzi comparativi delle offerte sul libero mercato e di altri criteri.

In entrambe le mozioni depositate dalla Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio degli Stati (CAPTE-S) si chiede al nostro Consiglio di presentare al Parlamento alcune modifiche di legge per mantenere o creare nel lungo periodo incentivi agli investimenti negli impianti di produzione di energia elettrica. Motivo della richiesta è la necessità di continuare a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Partendo dagli stessi presupposti, con l'adozione della LEne vigente il Parlamento aveva incaricato il nostro Consiglio di sottoporgli un disegno di atto normativo volto a introdurre un modello conforme al mercato per i grandi impianti idroelettrici (art. 30 cpv. 5 LEne). Il prolungamento e il rafforzamento delle misure di incentivazione previste dalla LEne, nonché i nuovi contributi d'investimento per i progetti relativi agli impianti di stoccaggio nella LAEl, integrano gli attuali incentivi agli investimenti risultanti dai segnali del mercato e dai sussidi già previsti dal diritto vigente. Grazie a questi provvedimenti, il nostro Consiglio ha attuato la richiesta. Per quanto riguarda la seconda richiesta della mozione 19.3004, ossia chiarire a livello legislativo i ruoli e le responsabilità nell'ambito della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, nell'estate 2019 l'UFE ha tenuto una tavola rotonda con le cerchie interessate. I partecipanti hanno sottolineato la necessità di dover sostenere innanzitutto gli investimenti negli impianti di produzione; riguardo ai ruoli e alle responsabilità non hanno constatato la necessità di intervenire sul piano legislativo.

Con la mozione presentata dal consigliere agli Stati Damian Müller, il Parlamento ci ha incaricato di esaminare la possibilità di un indebitamento temporaneo del Fondo per il supplemento rete. Dopo aver esaminato attentamente la richiesta, abbiamo deciso di mantenere il divieto di indebitare il Fondo per il supplemento rete. Si prevede, infatti, che le riserve accumulate entro l'entrata in vigore del presente progetto basteranno, insieme alle entrate annue del Fondo, a coprire fino allo scadere del sistema di promozione le spese attese per gli impegni presi. In questa pianificazione è già previsto lo smaltimento delle liste d'attesa. Al momento attuale si ritiene quindi assai improbabile che le riserve del Fondo possano esaurirsi completamente. Solamente in presenza di sviluppi imprevisti delle condizioni quadro (p. es. un crollo dei prezzi dell'energia elettrica con un corrispondente aumento delle remunerazioni per l'immissione di elettricità), le riserve e gli introiti correnti del supplemento rete potrebbero non essere sufficienti per coprire tutte le spese previste. Qualora non fosse possibile superare una mancanza di liquidità attraverso altre misure, la Confederazione dovrebbe concedere al Fondo un anticipo proporzionato alla copertura insufficiente. Tale anticipo dovrebbe essere compensato il prima possibile con una riduzione corrispondente dei nuovi contributi d'investimento.

Nella mozione presentata dall'ex consigliere nazionale Bernhard Guhl, il nostro Consiglio è incaricato di presentare al Parlamento le necessarie modifiche legislative per consentire la gestione dell'immissione in rete degli impianti di produzione, nell'interesse di un ampliamento della rete elettrica economicamente efficiente. Il nostro Consiglio soddisfa questa richiesta attraverso la regolamentazione della flessibilità nella LAEl proposta nella presente revisione.

Infine vanno menzionate le mozioni 17.3970 «Revisione della LAEl. Introduzione di una riserva strategica» e 17.3971 «Mercato dell'energia elettrica 2.0. Seconda fase di liberalizzazione del mercato», accolte l'8 marzo 2018 dal Consiglio nazionale, ma non ancora trattate dal Consiglio degli Stati.

Attualmente il Parlamento sta trattando anche iniziative parlamentari riguardanti il settore interessato dal progetto. Il 28 agosto 2017 la Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale (CAPTE-N) ha deciso di dare seguito all'iniziativa parlamentare 16.448 «Garantire l'autoapprovvigionamento in energia idroelettrica per superare l'attuale calo dei prezzi» presentata dal consigliere nazionale Albert Rösti. La CAPTE-S ha approvato questa decisione il 13 agosto 2018. Inoltre il 7 settembre 2020 il Consiglio nazionale ha approvato la decisione della CAPTE-N di elaborare l'iniziativa parlamentare 20.401 «Promuovere gli impianti fotovoltaici senza consumo proprio». Ad uno stato più avanzato si trova l'iniziativa parlamentare 19.443 «Promuovere in maniera uniforme le energie rinnovabili. Rimunerazione unica anche per biogas, piccoli impianti idroelettrici, energia eolica e geotermia» presentata dal consigliere nazionale Bastien Girod. Il 26 ottobre 2020 la CAPTE-N ha deciso di dare seguito all'iniziativa; questa decisione è stata approvata il 14 gennaio 2021 dalla CAPTE-S. In seguito la CAPTE-N ha preparato un disegno di legge, adottandolo il 19 aprile 2021, ben sapendo che il nostro Consiglio avrebbe licenziato il presente messaggio che comprende fra l'altro lo stesso oggetto da disci-

plinare dell'iniziativa parlamentare. Il 1° giugno 2021 il Consiglio federale ha proposto al Consiglio nazionale di non entrare nel merito di questo progetto di atto normativo della CAPTE-N<sup>10</sup>.

## 2

### Procedura preliminare, procedura di consultazione

Dal 17 ottobre 2018 al 31 gennaio 2019 il nostro Consiglio ha posto in consultazione una revisione della LAEl che prevedeva, oltre ad alcuni miglioramenti nel settore delle reti elettriche (p. es. regolamentazione della flessibilità, tariffazione, misurazioni, *data hub*), in particolare anche la totale apertura del mercato. L'obiettivo della revisione era soprattutto quello di mantenere a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico<sup>11</sup>. L'avamprogetto prevedeva, in aggiunta ai meccanismi già esistenti, la creazione di una riserva di stoccaggio. Ci si attende, inoltre, che le dinamiche di un mercato elettrico aperto rafforzeranno le energie rinnovabili e di conseguenza anche la sicurezza di approvvigionamento. Gran parte dei soggetti consultati si è espressa a favore sia della riserva di stoccaggio sia dell'apertura del mercato<sup>12</sup>.

Tuttavia nel quadro delle consultazioni sulla LAEl, la maggioranza dei partecipanti ha chiesto anche ulteriori misure a garanzia della sicurezza di approvvigionamento: concretamente, in molti pareri si auspicava la creazione di maggiori incentivi agli investimenti, ad esempio sotto forma di contributi d'investimento. Al fine di soddisfare questa richiesta, dal 3 aprile al 12 luglio 2020 il nostro Consiglio ha svolto una consultazione concernente una revisione della LEne. L'avamprogetto prevedeva di prorogare la validità degli strumenti d'incentivazione previsti dalla LEne e di svilupparne alcuni aspetti. Dalla procedura di consultazione è emerso un ampio consenso al proseguimento del sostegno alla produzione di energia elettrica a partire da energie rinnovabili<sup>13</sup>.

L'11 novembre 2020 abbiamo preso atto dei risultati della procedura di consultazione sulla revisione della LEne. Come auspicato da diversi partecipanti alla consultazione abbiamo deciso di sottoporre al Parlamento le modifiche delle due leggi in un unico atto mantello. Entrambe le revisioni sono strettamente collegate sotto il profilo dei contenuti e, date le chiare interrelazioni, riteniamo che i diversi settori sottoposti a revisione debbano essere discussi congiuntamente dal Parlamento. Questa soluzione garantisce la coerenza legislativa.

<sup>10</sup> FF 2021 1316

<sup>11</sup> [www.admin.ch](http://www.admin.ch) > Diritto federale > Consultazioni > Procedure di consultazione concluse > 2018 > DATEC; cfr. a questo riguardo in particolare il n. 1.2 del rapporto esplicativo concernente il progetto posto in consultazione.

<sup>12</sup> Cfr. a questo riguardo il rapporto sui risultati della procedura di consultazione al seguente indirizzo: [www.admin.ch](http://www.admin.ch) > Consultazioni > Procedure di consultazione concluse > 2018 > DATEC.

<sup>13</sup> Cfr. a questo riguardo il rapporto sui risultati della procedura di consultazione al seguente indirizzo: [www.admin.ch](http://www.admin.ch) > Procedure di consultazione > Procedure di consultazione concluse > 2020 > DATEC.

### **3 Punti essenziali del progetto**

#### **3.1 La normativa proposta nella LAEl e nella LEn**

##### **3.1.1 Panoramica delle principali misure e interrelazioni**

Affinché la politica energetica tenga conto maggiormente e in modo vincolato della sicurezza di approvvigionamento e della politica climatica nonché della rapida trasformazione del sistema energetico (che ne è il presupposto), accrescendo nel contempo la sicurezza della pianificazione per gli investitori, i valori indicativi da raggiungere entro il 2035 sanciti dalla LEn sono convertiti in obiettivi vincolanti. Si tratta di valori indicativi per il potenziamento della forza idrica e delle altre energie rinnovabili nonché per la riduzione del consumo pro capite di energia ed elettricità. Inoltre sono introdotti nella LEn obiettivi di incremento e obiettivi riguardanti il consumo di energia ed elettricità da raggiungere entro il 2050. Gli obiettivi sono ripresi dalle Nuove prospettive energetiche della Confederazione che illustrano percorsi di sviluppo del sistema energetico svizzero compatibili con l'obiettivo del «saldo netto pari a zero».

Per quanto concerne il rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico specificatamente in inverno, nella LAEl sono previste due nuove misure.

*In primo luogo* viene implementato uno strumento per l'incremento invernale di energia elettrica prelevabile in modo sicuro, allacciata alla rete svizzera e neutra dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Queste capacità, unitamente alla riserva di energia strategica (cfr. il secondo punto), servono a garantire a lungo termine l'autosufficienza della Svizzera (attualmente in media di ca. 22 giorni). Nella LAEl è sancito un corrispondente obiettivo di incremento di 2 TWh entro il 2040; questa misura consente di aumentare il quantitativo di energia elettrica disponibile per il mercato elettrico (aspetto qualitativo).

Considerati questo obiettivo e l'obiettivo del «saldo netto pari a zero» del nostro Consiglio, nonché i lunghi processi di pianificazione, autorizzazione e costruzione delle centrali elettriche, l'incremento riguarda principalmente la produzione di energia elettrica nei grandi impianti idroelettrici ad accumulazione. I progetti che soddisfano i criteri stabiliti dalla LAEl in termini di idoneità e contributo a una fornitura di energia elettrica in inverno, ricevono previa richiesta un contributo d'investimento. La scelta dei progetti da considerare ai fini del contributo d'investimento è effettuata in modo consensuale nell'ambito di una selezione preliminare che coinvolge le cerchie interessate (gestori, associazioni ambientaliste) e i Cantoni. Se, entro il 2030, si prevede che l'obiettivo di incremento di 2 TWh non potrà essere raggiunto entro il 2040 attraverso i grandi impianti idroelettrici, verranno indette gare d'appalto, senza restrizioni sotto il profilo tecnologico, per capacità aggiuntive che soddisfino i criteri summenzionati, ma con tempi di realizzazione più brevi rispetto al settore idroelettrico. Lo strumento viene finanziato attraverso il supplemento sui costi di trasporto delle reti già previsto dall'articolo 9 capoverso 4 LAEl e volto a prevenire possibili lacune nella sicurezza di approvvigionamento. Tale «supplemento invernale» è fissato in funzione dei bisogni dal nostro Consiglio per un massimo di 0,2 ct./kWh.

*In secondo luogo* è istituita una riserva strategica di energia che, in aggiunta ai meccanismi del mercato elettrico, garantisca la disponibilità di energia alla fine dell'inverno. Normalmente, grazie alla gestione delle capacità delle centrali elettriche sul mercato e allo scambio con i mercati elettrici dei Paesi confinanti, l'approvvigionamento energetico della Svizzera è sicuro e ottimizzato dal punto di vista economico. In situazioni straordinarie, non prevedibili dagli operatori di mercato, potrebbe tuttavia succedere che la sicurezza di approvvigionamento sia minacciata. In questi casi la riserva di energia offre una garanzia efficace, poiché mette a disposizione energia anche nel caso in cui i meccanismi di mercato dovessero fallire («riserva intangibile») e può contribuire alla capacità di autoapprovvigionamento della Svizzera. La riserva è costituita mediante una gara d'appalto indetta dalla società nazionale di rete Swisgrid. In caso di aggiudicazione il gestore s'impegna a detenere nel proprio impianto di stoccaggio una determinata quantità minima di energia per il periodo stabilito oppure a rinunciare al suo prelievo.

Una misura fondamentale per favorire l'innovazione e accrescere l'efficienza del sistema nel suo complesso è l'apertura completa del mercato elettrico (LAEI). Questa misura sostiene la Strategia energetica 2050 poiché promuove l'innovazione della produzione e l'adozione di nuovi modelli commerciali nei settori affini alla fornitura di energia elettrica. Ad esempio la vendita diretta di energia elettrica prodotta a livello locale attraverso piattaforme («energia elettrica di quartiere») o la possibilità di proporre offerte innovative nel settore della mobilità elettrica e dell'automazione degli edifici. In un mercato completamente liberalizzato tutti i consumatori finali hanno il diritto di scegliere liberamente il proprio fornitore. I piccoli consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh hanno la possibilità di optare anche per il servizio universale. Alla luce della Strategia energetica 2050, l'apertura completa del mercato elettrico ha una portata e uno scopo ben più ampi rispetto al 2002, ai tempi della legge sul mercato dell'energia elettrica. Grazie all'apertura completa del mercato i piccoli produttori decentralizzati ottengono un facile accesso al mercato e le energie rinnovabili possono essere integrate direttamente nel sistema. Tale effetto favorisce a sua volta il potenziamento di queste fonti di energia e crea spazio per le innovazioni e i modelli funzionali all'efficienza energetica, a tutto vantaggio della Strategia energetica 2050. Nel servizio universale i gestori della rete di distribuzione locali offrono un prodotto elettrico standard costituito esclusivamente da energia rinnovabile indigena, creando sul mercato un canale di vendita prioritario per le energie rinnovabili. Inoltre l'apertura completa del mercato è una condizione essenziale per un mercato elettrico funzionante ed efficiente; grazie al miglior coordinamento temporale tra domanda e offerta si favorisce infine la sicurezza dell'approvvigionamento. Il diritto di scelta del fornitore e la garanzia di un servizio universale regolato accrescono la centralità del cliente, ovvero del consumatore finale.

Affinché il potenziamento delle energie rinnovabili possa essere attuato in linea con gli obiettivi definiti e dia il suo contributo di base alla sicurezza di approvvigionamento, il sistema di incentivazione nella LEnè sarà prorogato fino al 2035. In questo modo sono garantite la congruenza fra il raggiungimento degli obiettivi nel 2035 e la scadenza degli incentivi, nonché una maggiore certezza di pianificazione per i promotori dei progetti. Soprattutto per i periodi di pianificazione superiori ai dieci anni, come nel caso degli impianti idroelettrici ed eolici, a lungo termine gli investitori devono poter contare su condizioni stabili e prevedibili.

Al fine di migliorare l'efficienza del sistema, il sistema di incentivazione viene ulteriormente perfezionato (LEne). Gli strumenti già esistenti terranno maggiormente conto del mercato: il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità giungerà a scadenza, come previsto dalla LEne vigente, e sarà sostituito dai contributi d'investimento, con il vantaggio di uno sgravio amministrativo e la possibilità di conseguire un potenziamento maggiore con le stesse risorse finanziarie. Il nostro Consiglio auspica un rapido potenziamento in particolare degli impianti fotovoltaici. Per gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni, questi contributi potranno essere aggiudicati in futuro tramite asta. Per i grandi impianti idroelettrici saranno messe a disposizione più risorse finanziarie. Il finanziamento continuerà a essere garantito tramite il supplemento rete, che non verrà aumentato (ossia è mantenuto a 2,3 ct./kWh), ma la cui riscossione sarà prolungata. Le risorse del Fondo per il supplemento rete sono appena sufficienti per raggiungere gli obiettivi di incremento per il 2035. Ciononostante, il nostro Consiglio presume che i nuovi obiettivi di incremento possano essere raggiunti; in caso contrario, esso ha la possibilità di chiedere misure supplementari nel quadro del monitoraggio sancito dalla LEne.

La seguente figura offre un quadro generale sommario degli strumenti di promozione attuali e di quelli pianificati:

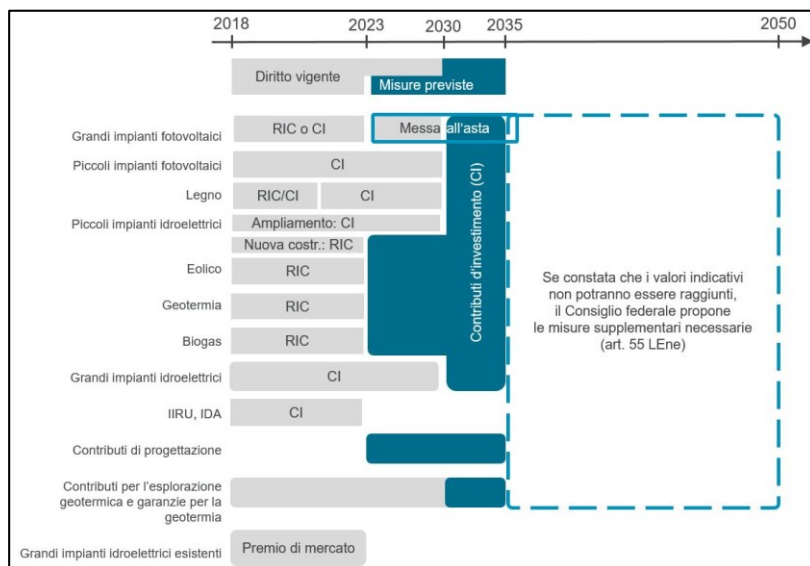


Figura 1: Visione d'insieme degli strumenti di promozione, attuali e pianificati, della LEne.

Ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica, e dell'efficienza elettrica in particolare, sono importanti anche considerando la crescente elettrificazione. Si deve quindi creare una nuova base per i programmi svizzeri di promozione delle misure standard di efficienza elettrica.

L'utilizzo della flessibilità da parte di produttori, gestori di impianti di stoccaggio o consumatori finali sta assumendo un ruolo sempre più importante. I molteplici vantaggi di questo utilizzo sono evidenti nel settore delle reti (come strumento per contrastare le congestioni e integrare le unità di produzione decentralizzate), nel mercato dell'elettricità, ma anche direttamente presso i titolari della flessibilità (p. es. per l'ottimizzazione del consumo proprio). Per consentire un uso efficiente della flessibilità nonostante le esigenze di accesso concorrenti, nella LAEI è sancita una sua regolamentazione adeguata, che permette un'integrazione più efficiente nel sistema degli impianti di produzione decentralizzati e rafforza la centralità del cliente.

Uno scambio dei dati e delle informazioni digitali organizzato in modo efficiente, come pure l'accesso agli stessi sono decisivi per il corretto funzionamento della concorrenza e l'introduzione di modelli commerciali innovativi sul mercato elettrico. Per raggiungere questo obiettivo sono previste due misure. *In primo luogo* nella LAEI è definito il quadro normativo per lo scambio e la protezione dei dati. Al fine di sostenere i diversi provvedimenti viene creata un'infrastruttura nazionale per i dati energetici mediante un *data hub*, che accelera la digitalizzazione e la trasformazione del settore elettrico. Il *data hub* garantisce uno scambio dei dati efficiente e consente un accesso unitario ai dati, garantendo la sicurezza e la protezione degli stessi. *In secondo luogo* la LAEI prevede un chiarimento delle responsabilità e delle libertà di scelta sancite per legge nel settore delle misurazioni. I grandi consumatori finali nonché tutti i produttori di energia elettrica e i gestori di impianti di stoccaggio possono scegliere liberamente il proprio fornitore. Inoltre, il diritto di scelta – a prescindere dal consumo annuale di elettricità – spetta a tutti gli autoconsumatori e a determinati gruppi di utenti finali che necessitano dell'accesso ai loro servizi di misurazione in relazione alla flessibilità concernente il consumo o a misure di risparmio energetico. Entrambe le misure costituiscono un importante prerequisito per permettere l'innovazione e allo stesso tempo rafforzare l'efficienza e la centralità del cliente.

Nell'ambito delle tariffe per l'utilizzazione della rete viene introdotta una regolamentazione della flessibilità e attraverso tariffe di rete più flessibili è migliorata l'efficienza del sistema tariffario della LAEI. Concretamente, i gestori delle reti di distribuzione potranno allineare meglio i propri sistemi tariffari ai modelli di carico associati alla Strategia energetica 2050 e stabilire in misura maggiore rispetto a oggi tariffe di rete dinamiche. In generale, risulteranno più trasparenti i costi di rete effettivamente generati dai consumatori finali, che potranno adattare il proprio utilizzo della rete a lungo termine (p. es. attraverso l'uso della flessibilità o di altre soluzioni intelligenti). In tal modo si riduce l'ampliamento della rete, si ottimizza il dimensionamento dell'infrastruttura di rete e si limita l'impatto dei costi sull'insieme dei consumatori finali.

Per rafforzare la trasparenza delle reti di distribuzione, la ElCom sarà tenuta per legge a pubblicare dati comparativi (LAEI): la cosiddetta «regolazione Sunshine» migliora l'informazione ai clienti e crea determinati incentivi per l'efficienza.

### 3.1.2 **Obiettivi di consumo di energia ed energia elettrica nonché di incremento della produzione di energia elettrica a partire da energie rinnovabili (LEne)**

Il 28 agosto 2019 il nostro Consiglio ha deciso che entro il 2050 il bilancio dei gas serra della Svizzera dovrà risultare in pareggio (obiettivo «saldo netto pari a zero»). Questo obiettivo costituisce la base per la strategia climatica a lungo termine della Confederazione, che rappresenta la risposta svizzera a una delle richieste dell'Accordo di Parigi. L'Accordo di Parigi invita tutte le Parti contraenti a sviluppare tali strategie entro il 2050 e a sottoporle al Segretariato per il clima delle Nazioni Unite entro la fine del 2020. Come base di questa strategia climatica sono state elaborate le nuove Prospettive energetiche (PE 2050+). Dagli anni Settanta, le Prospettive energetiche dell'UFE rappresentano un'importante base quantitativa per la politica energetica e, oggi, anche per la politica climatica. Le Prospettive energetiche sono state aggiornate completamente l'ultima volta nel 2007, mentre nel 2012 sono state aggiornate e ampliate per la Strategia energetica 2050. Nello scenario «saldo netto pari a zero», le nuove Prospettive energetiche analizzano uno sviluppo del sistema energetico compatibile con l'obiettivo climatico a lungo termine di raggiungere il bilancio netto pari a zero delle emissioni di gas serra nel 2050, garantendo allo stesso tempo un approvvigionamento energetico sicuro<sup>14</sup>.

Fissando nella LEne obiettivi di consumo e di incremento vincolanti, la Confederazione lancia un segnale chiaro e tempestivo circa l'entità delle modifiche necessarie nel sistema energetico svizzero. Si tratta di un contributo importante per rafforzare la sicurezza della pianificazione per gli investitori.

Considerati la variante di base «saldo netto pari a zero» delle nuove Prospettive energetiche e l'incremento della produzione di energia elettrica a partire dalle energie rinnovabili secondo la variante strategica «bilancio annuo in pareggio nel 2050», l'obiettivo di incremento dell'elettricità da energie rinnovabili per il 2035 risulta di 17 TWh (finora 11,4 TWh). La tecnologia fotovoltaica contribuisce in modo cospicuo con ben 14 TWh. L'obiettivo di incremento dell'elettricità da energie rinnovabili per il 2050 è fissato per legge a 39 TWh (finora 24,2 TWh). I valori indicativi di incremento per quanto riguarda l'energia idroelettrica restano invariati, ma diventano obiettivi vincolanti (ossia 37,4 TWh nel 2035), a cui si aggiunge un obiettivo di 38,6 TWh per il 2050 (conformemente al messaggio del Consiglio federale concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050<sup>15</sup>).

Infine vengono sanciti per legge nuovi obiettivi di consumo vincolanti per il 2035 e il 2050. Nonostante secondo le Prospettive energetiche non sia urgente un adattamento degli attuali valori indicativi per il 2035, questi saranno dichiarati obiettivi vincolanti. Per il 2050 si adottano i corrispondenti obiettivi del citato scenario delle Prospettive energetiche. Rispetto al 2000 l'obiettivo di consumo medio pro capite di energia entro il 2035 rimane invariato a -43 per cento e quello entro il 2050 pressoché invariato a -53 per cento. L'obiettivo di consumo medio pro capite di elettricità entro il 2035 rimane invariato a -13 per cento rispetto al 2000. Tuttavia, a seguito

<sup>14</sup> [www.prospettiveenergetiche.ch](http://www.prospettiveenergetiche.ch)

<sup>15</sup> FF 2013 6489

della maggiore elettrificazione necessaria per raggiungere l'obiettivo del «saldo netto pari a zero», dopo il 2035 il consumo di elettricità pro capite aumenterà; l'obiettivo per il 2050 deve quindi essere adeguato e ora è di  $-5$  per cento rispetto al 2000, invece di  $-18$  per cento.

Come già menzionato, lo scopo di fissare obiettivi di consumo e di incremento vincolanti è quello di mostrare per tempo a tutte le parti coinvolte l'entità dei necessari adeguamenti nel sistema energetico svizzero. Il nostro Consiglio verifica regolarmente i progressi compiuti verso il raggiungimento degli obiettivi, in particolare attraverso il rapporto quinquennale nell'ambito del monitoraggio della Strategia energetica 2050. Nel contempo, tiene conto anche dei nuovi sviluppi relativi ai dati quadro (dati economici, relativi ai trasporti, all'evoluzione della popolazione, ecc.) e delle decisioni politiche in ambito climatico (p. es. misure adottate all'estero) o energetico. Inoltre l'Esecutivo prenderà in considerazione importanti sviluppi tecnologici e progressi o cambiamenti delle condizioni di mercato e, se necessario, rivedrà gli obiettivi.

### **3.1.3 Rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento nei mesi invernali (LAEI)**

#### **3.1.3.1 Sicurezza di approvvigionamento**

Gli studi di modellazione delle capacità produttive e sistemiche svolti sinora dalla Confederazione evidenziano fondamentalmente per la Svizzera una situazione di approvvigionamento stabile fino al 2035, fermo restando che saranno decisivi lo scambio di energia elettrica con i Paesi confinanti e un mercato elettrico funzionante. Dalle analisi emerge che, in particolare grazie alle capacità flessibili degli impianti idroelettrici svizzeri, sarà possibile reagire efficacemente a diversi sviluppi europei – ad esempio a una possibile scarsità sul fronte delle esportazioni europee. Considerando l'aumento a lungo termine del consumo di energia elettrica dovuto alla decarbonizzazione è importante implementare capacità aggiuntive adeguate per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento nei mesi invernali e garantire entro il 2040 un quantitativo sufficiente di elettricità prelevabile in modo sicuro sul mercato elettrico (aspetto qualitativo).

In Svizzera l'approvvigionamento energetico è compito del settore dell'energia (art. 6 cpv. 2 LEn). Lo Stato, vale a dire la Confederazione e i Cantoni, assumono un ruolo sussidiario, ossia creano le condizioni quadro necessarie affinché il settore dell'energia possa svolgere questo compito in modo ottimale. Inoltre allo Stato spetta intervenire al fine di prevenire minacce all'approvvigionamento. Ad esempio il Consiglio federale può prendere provvedimenti qualora sussista una notevole minaccia a medio o lungo termine per l'approvvigionamento di energia elettrica (art. 9 LAEI) e, nel quadro dell'approvvigionamento economico del Paese, provvedimenti a tempo determinato volti a eliminare una situazione di grave penuria di energia elettrica o una sua imminente minaccia. La LEn ribadisce che lo Stato deve creare tempestivamente le condizioni per approntare le necessarie capacità in caso di insufficiente sicurezza di approvvigionamento energetico.

Un approvvigionamento elettrico sicuro si basa su un sistema complesso formato da numerosi partecipanti in cui non esiste una responsabilità globale integrale per la sicurezza di approvvigionamento. Questo progetto non modifica la suddivisione dei ruoli, affermatasi nel tempo, tra il settore energetico e lo Stato, vale a dire il settore mantiene la responsabilità principale per l'approvvigionamento energetico ed elettrico. Le misure proposte sono in linea con la concezione descritta. Da un lato, le condizioni quadro sono migliorate, ad esempio per un maggiore incremento delle energie rinnovabili con gli strumenti di incentivazione secondo la LEne e una maggiore innovazione ed efficienza del sistema globale attraverso l'apertura completa del mercato dell'elettricità. Nell'interfaccia tra le condizioni quadro e le misure governative si inseriscono provvedimenti specifici volti a rafforzare la sicurezza di approvvigionamento in inverno (incremento di 2 TWh e riserva di energia). Su questo fronte lo Stato introduce e sostiene uno sviluppo che tuttavia va attuato dal settore e affianca la gestione dei bacini di accumulazione da parte dei gestori degli impianti idroelettrici solamente attraverso una misura d'emergenza.

### **3.1.3.2                    Mantenimento dell'autosufficienza**

Per rafforzare la sicurezza di approvvigionamento, il nostro Consiglio propone di creare corrispondenti capacità in modo che, in caso di situazioni di penuria a livello europeo, possa essere raggiunta anche a lungo termine l'attuale autosufficienza pari in media a circa 22 giorni ricorrendo alla riserva di energia. A tal fine il nostro Consiglio ha stabilito un obiettivo specifico di incremento per il 2040. L'incremento effettivamente necessario della produzione negli impianti di stoccaggio durante i mesi invernali risulta dall'autosufficienza auspicata confrontando la produzione e il consumo alla fine dell'inverno, quando la Svizzera dipende maggiormente dalle importazioni, per la durata desiderata. L'obiettivo di autosufficienza di 22 giorni si traduce quindi in un obiettivo di incremento della produzione invernale degli impianti di stoccaggio di 2 TWh di elettricità entro il 2040.

Nel corso degli anni l'autosufficienza ha presentato valori diversi, in quanto dipende dalle condizioni meteorologiche e dalla gestione delle centrali elettriche. A sua volta quest'ultima – visto l'importante ruolo della forza idrica – dipende dalla situazione degli afflussi nonché dalla struttura dei prezzi nazionale e internazionale. Negli scorsi quindici anni l'autosufficienza minima è stata di circa otto giorni (durante l'inverno 2012/13) e quella massima di oltre 40 giorni. Va ricordato che si tratta di un valore teorico, determinato a posteriori ipotizzando l'impossibilità di effettuare importazioni.

Il grado effettivo di autosufficienza dipende dalle condizioni nel corso dell'inverno in questione e in particolare anche dalle modalità di gestione dei bacini di accumulazione. Questi ultimi (inclusa la produzione aggiuntiva di 2 TWh) sono utilizzati in funzione del mercato e delle necessità e svuotati nel corso dell'inverno. Come già accadeva in passato, la sola gestione nel mercato non garantisce sempre l'autosufficienza di 22 giorni. L'incremento proposto della produzione invernale di 2 TWh unitamente alla riserva di energia contribuiscono a mantenere l'autosufficienza media di

22 giorni circa. Va ricordato che dopo la messa fuori servizio dell'ultima centrale nucleare nel 2035 (ipotizzando una durata d'esercizio di 50 anni) l'autosufficienza legata al mercato dovrebbe subire una temporanea flessione. Se necessario questa flessione potrà essere compensata tempestivamente aumentando preventivamente l'entità dell'energia detenuta nella riserva.

In considerazione dell'orientamento e della portata di tale incremento dell'elettricità invernale, è opportuno che il Parlamento ne stabilisca i valori chiave. Pertanto nella LAEl è sancito un corrispondente obiettivo di incremento. Tenendo conto del compito di approvvigionamento perseguito e dell'obiettivo del «saldo netto pari a zero» del Consiglio federale, le capacità di produzione da considerare devono soddisfare i tre criteri seguenti: essere prelevabili in modo sicuro, essere allacciate alla rete elettrica svizzera ed essere neutrali dal punto di vista climatico. Esse devono beneficiare di un sostegno finanziario.

Alla luce di questi criteri svolgono un ruolo preminente i grandi impianti idroelettrici, in particolare i grandi impianti ad accumulazione. Rispetto ad altre tecnologie produttive, in particolare l'energia eolica o solare, la produzione di energia elettrica a partire dagli impianti idroelettrici ad accumulazione è ampiamente controllabile e pertanto prelevabile in modo sicuro. Inoltre, le capacità eoliche e solari, persino in presenza di un allacciamento diretto ad un accumulatore, contribuirebbero in misura estremamente ridotta all'effettivo trasferimento stagionale. Diversamente ad esempio dagli impianti di stoccaggio del gas, la produzione di energia elettrica a partire dagli impianti ad accumulazione garantisce uno stoccaggio nel Paese riducendo pertanto la dipendenza dall'estero. Infine è effettivamente neutrale sotto il profilo delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Concentrandosi sugli impianti idroelettrici ad accumulazione, per raggiungere l'obiettivo di 2 TWh non si ha un adattamento «dissimulato» degli obiettivi di incremento della produzione di energia idroelettrica secondo la LEné (cfr. n. 3.1.2). Le capacità necessarie al trasferimento stagionale e alla produzione invernale (aspetto qualitativo) possono accrescere la produzione annua (aspetto quantitativo) – un eventuale aumento delle quantità annuali verrebbe computato negli obiettivi della LEné. La disponibilità effettiva delle quantità necessarie di stoccaggio alla fine dell'inverno è determinata dalla gestione dei bacini di accumulazione e dal ricorso alla riserva di energia strategica.

Dati i lunghi processi che caratterizzano questa tecnologia (pianificazione, autorizzazione e costruzione) fino al momento della realizzazione, il potenziamento dell'energia idroelettrica va affrontato tempestivamente e in via prioritaria. Il DATEC pertanto ha già avviato insieme ai Cantoni, al settore delle acque e alle associazioni ambientaliste i lavori per tale potenziamento («tavola rotonda sull'energia idroelettrica»). Le attività in corso intendono individuare possibili progetti particolarmente adeguati e accettati dal punto di vista di un efficace contributo alla produzione invernale, della loro fattibilità e degli aspetti ambientali e legati all'ubicazione. Attualmente il potenziale noto di produzione invernale aggiuntiva di progetti idroelettrici è di poco superiore a 2 TWh. Per quanto concerne le autorizzazioni per questi progetti la situazione non cambia: sono richieste le concessioni e gli iter di autorizzazione previsti dai Cantoni. Nel quadro di tali concessioni e procedure è trattato il conflitto di obiettivi esistente tra protezione e utilizzo. In questo contesto sarà importante inoltre poter integrare gli ampliamenti di impianti con le concessioni ancora in corso. A tal fine

esistono strumenti quali i rinnovi anticipati delle concessioni oppure gli accordi sui valori residui negoziati tra concedente e concessionario.

Secondo il vigente articolo 9 LAEL il Consiglio federale può prendere provvedimenti volti a garantire la sicurezza di approvvigionamento; naturalmente ciò non esclude che anche il legislatore decida provvedimenti di questo genere. Il nuovo strumento rappresenta per così dire un caso d'applicazione concreta dei provvedimenti di cui all'articolo 9 e soprattutto attiva il supplemento sui costi della rete di trasporto ivi previsto per il finanziamento di tali casi. I progetti relativi agli impianti di accumulazione beneficiano dei contributi d'investimento al massimo per il 40 per cento (in casi eccezionali al massimo per il 60 %) dei costi d'investimento computabili. Bisognerà anche verificare se i costi, e di conseguenza gli incentivi, siano proporzionati rispetto all'aumento dell'entità della riserva di energia. Lo strumento è finanziato attraverso il supplemento sui costi della rete di trasporto già previsto dall'articolo 9 capoverso 4 LAEL al fine di prevenire possibili carenze nella sicurezza di approvvigionamento. Questo «supplemento invernale» ammonta al massimo a 0,2 ct./kWh. Non sono previsti rimborsi analogamente all'articolo 39–43 LEne alle imprese con un forte consumo di energia poiché queste beneficiano già direttamente e in misura considerevole del rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento. Oltre a questo nuovo strumento nella LAEL, che promuove un potenziamento *un tantum* anche se in una prospettiva a lungo termine, resta in vigore l'articolo 9 e la possibilità per il Consiglio federale di prendere provvedimenti. Un intervento da parte del Consiglio federale basato direttamente su questo articolo potrà essere ancora necessario in futuro. Inoltre i contributi d'investimento secondo la LAEL – finalizzati al raggiungimento di un obiettivo molto più specifico – sono da considerare parallelamente a quelli della LEne.

Per poter essere sostenuti, i progetti devono soddisfare i criteri relativi all'idoneità e al contributo fornito nel raggiungimento dell'obiettivo di produzione di energia elettrica in inverno. Dato il numero limitato di progetti concernenti gli impianti di stoccaggio, la cerchia ristretta di offerenti (assenza di concorrenza) e le notevoli differenze di costo dei singoli progetti, per l'assegnazione dei contributi d'investimento non sono prese in considerazione le gare pubbliche, che non produrrebbero risultati efficaci e condurrebbero a prezzi eccessivi. Pertanto risulta più efficace un sostegno mediante i contributi d'investimento, stabiliti caso per caso dall'UFE in base ai criteri previsti dalla legge e dall'ordinanza. Attraverso questa procedura, per la concessione del contributo verrà analizzato il calcolo della redditività specifico di ogni progetto. Inoltre le aste non tengono conto degli aspetti ambientali e dell'accettazione sociale. I progetti candidati a ottenere un contributo d'investimento saranno stabiliti mediante una pre-selezione effettuata con il più ampio consenso possibile alla citata «tavola rotonda sull'energia idroelettrica». Questa preselezione è resa ufficiale dal DATEC che redige l'elenco dei progetti, ciò che assicura ai gestori la necessaria sicurezza nella pianificazione.

Qualora nell'ambito del monitoraggio regolare della Strategia energetica e di altre analisi, entro il 2030 dovesse emergere che attraverso i grandi impianti idroelettrici l'obiettivo di incremento di 2 TWh non può essere raggiunto entro il 2040 oppure se già prima di tale termine dovessero presentarsi dei problemi, verranno indette gare pubbliche senza restrizioni sotto il profilo tecnologico volte a reperire capacità aggiuntive mediante processi più brevi rispetto alla forza idrica. Anche queste capacità

devono rispettare i tre criteri menzionati all'inizio. Anche le centrali a gas a ciclo combinato (CCC) possono candidarsi se rispettano effettivamente il criterio della neutralità sotto il profilo climatico (obiettivo superiore «saldo netto pari a zero»). Si precisa pertanto che tale obiettivo è perseguibile mediante il *Carbon Capture and Storage* (CCS), la compensazione del CO<sub>2</sub> o le tecnologie a emissioni negative (NET) in Svizzera o all'estero oppure utilizzando gas rinnovabili (biogas, idrogeno rinnovabile e metano rinnovabile). Le disposizioni della legge del 23 dicembre 2011<sup>16</sup> sul CO<sub>2</sub> concernenti la compensazione e lo scambio di quote di emissioni devono essere rispettate: pertanto le possibili capacità delle centrali termiche a combustibili fossili sono assoggettate allo scambio di quote di emissioni. Esse non ottengono gratuitamente i diritti di emissione, ma devono ottenerli mediante asta sul mercato primario oppure acquistarli sul mercato secondario. Inoltre devono pagare almeno i costi climatici esterni (art. 17 cpv. 2 legge sul CO<sub>2</sub>). Infine per poter essere «prelevabile in modo sicuro» deve essere dimostrata una determinata capacità di stoccaggio del gas in Svizzera.

### 3.1.3.3 Riserva di energia come integrazione del mercato

In linea di principio l'equilibrio tra offerta e domanda è il risultato dei meccanismi del mercato dell'elettricità (in particolare dei mercati all'ingrosso europeo e svizzero): un mercato dell'elettricità funzionante è quindi un elemento importante per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Normalmente gli operatori del mercato possono affrontare un'ampia gamma di incertezze (p. es. fluttuazioni dell'afflusso di acqua per la produzione di energia elettrica o riduzioni non previste della domanda da parte dell'industria, ecc.); sul mercato si utilizzano prodotti adeguati a copertura dei rischi finanziari o fisici.

In situazioni straordinarie, la portata del rischio effettivo potrebbe superare le previsioni e la capacità di reazione degli operatori del mercato – ad esempio, a causa del perdurare di condizioni meteorologiche estreme o di un'interruzione non pianificata di importanti infrastrutture (di rete). Il sistema elettrico svizzero è più vulnerabile in questo contesto alla fine dell'inverno, poiché i bacini di accumulazione solitamente sono quasi vuoti e i margini di riserva ridotti al minimo. Normalmente ciò non rappresenta un problema per la sicurezza di approvvigionamento, poiché l'energia idroelettrica è nuovamente disponibile in primavera grazie allo scioglimento delle nevi.

Tuttavia, per garantire la disponibilità di energia in situazioni eccezionali e imprevedibili è necessario creare una riserva strategica di energia, da utilizzare solo se i meccanismi di mercato falliscono («riserva intangibile»). Concretamente, lo scopo della riserva di energia consiste nel detenere l'energia fuori dal mercato per situazioni straordinarie di grave penuria non prevedibili dagli operatori del mercato. Essa è da intendere come un elemento fisso per la sicurezza di approvvigionamento che integra gli strumenti esistenti. Nell'ambito della garanzia della sicurezza di approvvigionamento sono mantenuti il modello dei ruoli di base nonché le responsabilità e le competenze esistenti.

<sup>16</sup> RS 641.71

Assicurando la capacità di produrre effettivamente energia (kWh) in una centrale esistente o di ridurne il consumo in una struttura consumatrice esistente che dispone di flessibilità, la riserva non rappresenta un meccanismo per implementare ulteriori capacità. Essa integra piuttosto le misure volte a incrementare la capacità di produzione (in particolare la misura descritta volta a favorire l'incremento delle capacità elettriche in inverno). Essa fa in modo che i livelli dei bacini di accumulazione garantiscano l'autosufficienza alla fine dell'inverno anche in caso di eventi imprevisti, prendendo questa energia dal mercato all'inizio dell'inverno e utilizzandola solo nei casi d'emergenza.

La disponibilità di potenza delle centrali elettriche svizzere è fortemente influenzata dalla gestione dei bacini di accumulazione. Pertanto, la riserva dev'essere costituita quale riserva attiva di energia che funga da garanzia. Dato che la potenza delle centrali non viene tolta dal mercato, l'intervento è minimo. Attraverso la suddivisione dell'energia detenuta nella riserva fra diversi fornitori, in caso di necessità l'energia dovrebbe poter essere immessa in rete anche senza detenzione separata della potenza (poiché nei casi estremi solo l'energia detenuta nella riserva è ampiamente disponibile e pertanto è disponibile la potenza di produzione per la riserva). In alternativa alla copertura del carico da una centrale elettrica, nelle situazioni di penuria si può procedere a una riduzione del carico. Pertanto i consumatori flessibili, in grado di regolare il prelievo di energia elettrica per un lungo periodo, devono poter partecipare alla riserva. La riserva dev'essere fondamentalmente aperta alle varie tecnologie. Se soddisfano i requisiti tecnici, possono partecipare alla riserva tutti i potenziali fornitori che gestiscono centrali ad accumulazione, impianti di stoccaggio o carichi interrompibili allacciati alla rete elettrica svizzera.

Per la costituzione della riserva Swissgrid indice una gara d'appalto. In caso di aggiudicazione il gestore di un impianto di stoccaggio o di un carico flessibile s'impegna a detenere nel proprio impianto una determinata quantità minima di energia per il periodo stabilito oppure a predisporre la riduzione. Per questa prestazione riceve un compenso; un eventuale prelievo di energia è remunerato separatamente. Se, nell'ambito della gara d'appalto, emerge che l'energia offerta a Swissgrid è insufficiente, il Consiglio federale potrebbe prevedere l'obbligo per i gestori di offrire a Swissgrid le capacità che beneficiano di un sostegno secondo l'articolo 9<sup>bis</sup> LAEl («obbligo di offerta»).

Al fine di non ostacolare i meccanismi di mercato – che devono garantire il più possibile la sicurezza di approvvigionamento – occorre separare in modo netto la riserva dal mercato. In linea di principio si ricorre alla riserva solamente quando il mercato non è più in grado di bilanciare domanda e offerta. Prima di giungere a questo punto, a breve termine possono anche risultare, a causa dell'eccessiva domanda, prezzi di mercato molto elevati senza che sia necessario e ragionevole attingere alla riserva. Solamente quando si profila una situazione di penuria straordinaria, la ElCom *autorizza* il prelievo dell'energia che tuttavia non viene ancora effettivamente eseguito. Al fine di individuare concretamente le situazioni di penuria, Swissgrid effettua un monitoraggio concernente da un lato la situazione della rete e dall'altro la disponibilità di energia in Svizzera e all'estero. Al fine di escludere un'interazione con i mercati dell'energia elettrica, il prelievo effettivo da parte di Swissgrid deve avvenire possibilmente soltanto dopo la chiusura delle contrattazioni (ossia quando sono esaurite le

possibilità di un bilanciamento da parte dei mercati). A tal fine i gruppi di bilancio segnalano le quantità non compensate che non hanno potuto acquistare sul mercato. L'energia prelevata dalla riserva non viene trasferita direttamente agli operatori di mercato, bensì al gestore del sistema Swissgrid e viene utilizzata per compensare le quantità mancanti di energia dei gruppi di bilancio interessati. Così facendo l'energia non giunge sul mercato elettrico. Una tariffa adeguata rende l'acquisto sul mercato economicamente più attrattivo del ricorso alla riserva. Al termine del periodo di conclusione della riserva (d'estate, quando grazie all'acqua di disgelo la disponibilità di energia non rappresenta un problema) l'energia detenuta sino ad allora dai gestori di impianti di stoccaggio può essere impiegata liberamente sul mercato elettrico. In questo modo la riserva viene sciolta.

Per il dimensionamento della riserva, all'inizio dell'inverno si effettua una stima del rischio circa la quantità di energia da prelevare sul mercato, disponibile in ogni caso a prescindere dalla gestione dei bacini di accumulazione. Oltre ad aspetti tecnici, quali il parco delle centrali estere e le capacità frontaliere disponibili, possono essere considerati anche aspetti politici. Il Consiglio federale stabilisce i principi per il dimensionamento della riserva nonché per la determinazione della sua entità concreta; inoltre definisce i restanti parametri del dimensionamento. Infine la ElCom – sulla base delle direttive del nostro Consiglio e d'intesa con Swissgrid – stabilisce l'entità esatta e il periodo di detenzione della riserva basandosi, tra le altre cose, su un'approfondita analisi della sicurezza di approvvigionamento. Data la sua funzione di sorveglianza indipendente sulla sicurezza di approvvigionamento e quindi la sua conoscenza dei rischi a breve e medio termine per il sistema elettrico svizzero, la ElCom è l'autorità più indicata per svolgere tale compito. Infine la ElCom definisce, d'intesa con Swissgrid, i punti chiave della gara pubblica (in particolare il compenso ed eventuali sanzioni). In questo contesto la partecipazione di Swissgrid è importante date le sue ampie conoscenze del sistema globale (rete, produzione, carico) e le approfondite esperienze nel settore delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), ad esempio relative alla strutturazione dei prodotti. Swissgrid definisce infine i prodotti specifici e svolge annualmente le gare pubbliche per la partecipazione alla riserva.

Al fine di garantire la trasparenza del sistema e il controllo della disponibilità effettiva della riserva, i gestori partecipanti devono essere assoggettati a determinati obblighi di informazione.

Analogamente alle PSRS, anche la riserva di energia serve in ultima analisi a mantenere stabile il sistema. La riserva rappresenta così una sorta di prestazione di servizio relativa al sistema di Swissgrid; essa figura quindi tra i costi computabili della società nazionale di rete e dev'essere finanziata attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto.

L'UFE valuta la regolamentazione della riserva di energia, ad esempio nel contesto del rapporto periodico secondo l'articolo 27 capoverso 3 dell'ordinanza del 14 marzo 2008<sup>17</sup> sull'approvvigionamento elettrico (OAEI).

La seguente figura illustra in modo schematico le fasi più importanti del processo, i relativi tempi e i principali responsabili.

<sup>17</sup> RS 734.71



Figura 2: le fasi più importanti del processo, i relativi tempi e i principali responsabili (SG = Swissgrid) per la riserva di stoccaggio. I principali responsabili sono contrassegnati in grassetto, le altre parti direttamente interessate in carattere normale. Spiegazione dei colori: grigio = fase preparatoria che si svolge una sola volta; verde = fase che normalmente si svolge ogni anno; giallo = fase che si svolge soltanto se si prospetta, ma non si è ancora verificata, una situazione critica per l'approvvigionamento; rosso = fase di prelievo dell'energia di riserva, qualora si verifici effettivamente una situazione di carenza.

### 3.1.4 Apertura completa del mercato elettrico (LAEI)

Attualmente il mercato elettrico svizzero è liberalizzato solo per i grandi consumatori con un consumo annuo di almeno 100 MWh. L'apertura completa del mercato crea condizioni iniziali uguali per tutti i consumatori finali, i produttori e i fornitori di energia elettrica. In questo modo anche i piccoli consumatori finali (economie domestiche, piccole imprese) beneficiano dei vantaggi della libera scelta.

#### *Innovazioni e integrazione delle energie rinnovabili*

L'apertura completa del mercato assicura una migliore integrazione delle energie rinnovabili, per le quali saranno possibili nuovi modelli commerciali, non consentiti nel regime di monopolio o che attualmente non beneficiano di incentivi all'innovazione. Questo orientamento al cliente (centralità del cliente) sostiene la Strategia energetica 2050. Ad esempio potranno essere costituite comunità energetiche, nelle quali si potrà vendere direttamente attraverso piattaforme l'elettricità rinnovabile prodotta a livello locale («energia elettrica di quartiere»). Questo modello può essere abbinato a partecipazioni negli impianti di produzione, in modo che, ad esempio, anche i locatari possano produrre la propria elettricità nella regione e consumarla direttamente. Grazie alla possibilità di proporre offerte innovative riguardanti la mobilità elettrica, il consumo proprio sul posto o l'automazione degli edifici, si potranno diffondere anche progetti più grandi.

### *Eliminazione delle distorsioni del mercato*

L'apertura del mercato è strettamente legata agli obiettivi chiave del mercato elettrico (sicurezza di approvvigionamento, efficienza e integrazione delle energie rinnovabili). Essa elimina le distorsioni del mercato, compensa le asimmetrie e migliora l'efficienza dei costi. Le diverse offerte di elettricità possono essere utilizzate in maniera più efficace sul mercato aperto, i prezzi si avvicinano al mercato e diventano più flessibili. Di conseguenza si attendono effetti positivi sullo sviluppo della flessibilità sul fronte del consumo e un maggiore sfruttamento del potenziale del Demand Side Management. Inoltre nel quadro dell'apertura completa del mercato si prevede la diffusione di nuovi modelli commerciali e innovazioni di prodotti, che favoriscono l'integrazione delle energie rinnovabili e di conseguenza rafforzano la Strategia energetica 2050. In ultima analisi sfruttando tutti questi potenziali si migliora anche la sicurezza di approvvigionamento.

### *Servizio universale*

Continuerà a essere garantito un servizio universale che tuteli adeguatamente i piccoli consumatori finali da possibili abusi tariffari. Il servizio universale sarà fornito dai gestori delle reti di distribuzione locali che proporranno un prodotto elettrico standard costituito esclusivamente da energia rinnovabile indigena, ma potranno offrire anche altri prodotti. Se il consumatore finale non sceglie un altro prodotto, gli verrà fornito il prodotto standard. I gestori delle reti di distribuzione locali possono, sotto la propria responsabilità, affidare a terzi il servizio universale, precisamente ai grandi fornitori del servizio universale.

L'attuale regolazione basata sui costi di produzione non è compatibile con un'apertura completa del mercato, in cui tutti i consumatori finali e i produttori avranno le stesse condizioni di partenza e il prezzo diventerà il parametro di riferimento. Pertanto l'adeguatezza delle tariffe elettriche del servizio universale si valuta in base ai prezzi di mercato nel settore svizzero delle economie domestiche e dei clienti industriali (prezzi di mercato comparativi). Questo meccanismo corrisponde a quanto proposto dal nostro Consiglio nel quadro della procedura di consultazione concernente il decreto federale sull'apertura del mercato<sup>18</sup>. Un mercato comparativo adeguato comprende innanzitutto delle offerte sul libero mercato. L'analisi del mercato comparativo può includere anche le offerte del servizio universale. I fornitori del servizio universale e i fornitori che operano sul libero mercato sono obbligati a comunicare alla ElCom i prezzi medi ponderati in base alle quantità. Il termine di paragone può essere costituito anche dai prezzi di mercato esteri, che potrebbero risultare rilevanti soprattutto nella fase iniziale, nel caso in cui a livello nazionale gli indici rappresentativi disponibili non siano sufficienti per determinare i prezzi rilevanti. Poiché i fornitori del servizio universale si tutelano per i corrispondenti anni tariffali, possono rappresentare un'indicazione anche i prezzi a termine sul mercato all'ingrosso negoziati al momento della pubblicazione delle tariffe dell'energia. Nell'ambito dell'analisi del mercato comparativo è necessario considerare la qualità ecologica e l'origine dell'energia elettrica

<sup>18</sup> [www.admin.ch](http://www.admin.ch) > Diritto federale > Procedure di consultazione > Procedure di consultazione concluse > 2014 > DATEC; cfr. rapporto esplicativo dell'8 ottobre 2014 per la procedura di consultazione concernente il decreto federale sulla seconda tappa d'apertura del mercato dell'energia elettrica.

fornita – sono determinanti in questo senso i prezzi di mercato delle garanzie di origine (cfr. art. 9 LEnE). Inoltre nell'esame dell'adeguatezza bisogna tenere conto del fatto che le tariffe del servizio universale sono fisse per un anno e di conseguenza i fornitori del servizio universale si assumono il rischio della quantità e del prezzo. Nell'esame ex post dell'adeguatezza delle tariffe, la ElCom deve perciò prevedere determinate tolleranze. La regolazione dei prezzi nel servizio universale serve a tutelare i rimanenti consumatori finali che potranno quindi essere certi di pagare prezzi equi. Trascorsi dieci anni si valuterà se sarà ancora necessario esaminare l'adeguatezza delle tariffe e le disposizioni concernenti i prodotti del servizio universale.

#### *Approvvigionamento sostitutivo*

Se un fornitore cessa la propria attività o se un consumatore finale, scaduto il proprio contratto di fornitura, non ne conclude tempestivamente un altro con un nuovo fornitore, subentra l'approvvigionamento sostitutivo da parte del fornitore del servizio universale. L'approvvigionamento sostitutivo non è assoggettato ad alcuna regolazione tariffaria; tuttavia la ElCom ha facoltà di intervenire nel caso rilevi condizioni abusive.

#### *Processi di cambio*

La legge assegna al Consiglio federale la competenza di disciplinare i processi di cambio. Per quanto riguarda il servizio universale è prevista la possibilità di entrata e uscita alla fine di ogni anno. Tendenzialmente i cambi nel corso dell'anno farebbero aumentare le tariffe (per i possibili costi supplementari dovuti agli acquisti a breve termine). La possibilità di cambiare fornitore nel libero mercato si basa fondamentalmente sulle condizioni di disdetta previste dal contratto. Affinché possano sempre ritornare nel servizio universale, i piccoli consumatori devono tuttavia poter disdire il contratto almeno a fine anno. Per evitare che ostacolino l'apertura completa del mercato applicando costi di transazione, i gestori della rete di distribuzione non possono addebitare individualmente al consumatore finale in questione i costi di cambio, siano essi di rete o dell'energia.

#### *Trasparenza e informazione ai clienti*

Il Consiglio federale può obbligare i fornitori di energia elettrica – sia del servizio universale sia nel libero mercato – a comunicare determinate informazioni relative all'energia elettrica offerta (dichiarazione di prodotto), compresa l'indicazione nella fattura del consumo medio di energia elettrica di consumatori finali comparabili.

Attualmente le garanzie di origine (GO) per l'etichettatura dell'elettricità vengono registrate su base annuale. Ciò significa che ad esempio il consumo nel trimestre invernale può essere coperto attraverso le garanzie di origine relative al periodo estivo. Affinché nell'etichettatura dell'elettricità il momento della produzione e quello del consumo coincidano e siano raffigurati in modo più trasparente e fedele alla realtà, si potrebbe ipotizzare una registrazione delle garanzie di origine trimestrale anziché annuale. Così facendo, il consumo dovrebbe coincidere su base trimestrale con le garanzie di origine prodotte. Per attuare questa novità il DATEC potrebbe apportare una modifica dell'ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017<sup>19</sup> sulla garanzia di origine

<sup>19</sup> RS 730.010.1

e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE). L'etichettatura dell'elettricità in quanto tale continuerebbe a essere eseguita una sola volta all'anno mediante le garanzie di origine.

#### *Provvedimenti relativi alle energie rinnovabili*

Anche sul mercato elettrico completamente liberalizzato sarà mantenuto l'obbligo di ritiro e di remunerazione per l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili (art. 15 LEn) per il gestore di rete locale che deve assicurare il servizio universale. Poiché in linea di principio le tariffe del servizio universale si basano sui prezzi di mercato, la remunerazione dell'elettricità (energia grigia) dovrà orientarsi al prezzo di mercato al momento dell'immissione. Come ora, il plusvalore ecologico (garanzia di origine) può essere rivenduto oppure ritirato volontariamente dal gestore di rete dietro remunerazione. La remunerazione basata sul mercato favorisce l'integrazione degli impianti di produzione decentralizzati nel sistema globale. Gli effetti negativi sulla redditività degli impianti fotovoltaici sono compensati attraverso la garanzia dei diritti acquisiti (cfr. n. 3.1.5.3.).

L'apertura completa del mercato elettrico si ripercuote anche sui raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP), che per i relativi partecipanti diventano «normali» fornitori di elettricità, mentre nel diritto vigente sono considerati per analogia fornitori del servizio universale. Di conseguenza è modificata anche la regolamentazione degli RCP.

#### *Misure di accompagnamento in materia di partenariato sociale*

Come misura accompagnatoria il nostro Consiglio osserva gli effetti dell'apertura del mercato; nel caso rilevi effetti negativi sulle condizioni di lavoro nel settore dell'elettricità può adottare adeguati provvedimenti, ad esempio nel settore del riorientamento nonché della formazione e della formazione continua. Parallelamente può informare di un eventuale peggioramento della situazione del mercato del lavoro la Commissione tripartita federale che potrebbe effettuare accertamenti e adottare provvedimenti. Inoltre, le parti sociali hanno la possibilità di verificare il rispetto dei requisiti concernenti le trattative di un contratto collettivo di lavoro ed eventualmente mirare a una sua conclusione al fine di prevenire i potenziali rischi sul mercato del lavoro nel settore dell'energia elettrica, il che sarebbe accolto positivamente dal nostro Consiglio.

#### *Valutazione*

Gli sviluppi dell'apertura completa del mercato sono valutati regolarmente dall'UFE nell'ambito del rapporto periodico redatto secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEI.

*Esempio concernente l'apertura del mercato elettrico: energia elettrica nell'edificio scolastico*

*Una scuola in campagna sta facendo costruire un grande impianto fotovoltaico sul suo tetto e vorrebbe vendere l'elettricità che produce e che non utilizza, soprattutto a mezzogiorno. Secondo il diritto vigente, in questo caso non ci sono*

*praticamente opzioni. Con l'apertura del mercato elettrico, un fornitore di elettricità verde può ritirare l'elettricità e metterla su una piattaforma con i dettagli dei fornitori (origine, tecnologia e ad esempio anche foto dell'impianto). Su questa piattaforma anche i consumatori finali che vivono lontano possono concludere un contratto per la fornitura di elettricità rinnovabile con pochi clic.*

### **3.1.5 Sistema di incentivazione fino al 2035 (LEne)**

#### **3.1.5.1 Incentivi fino al 2035 e finanziamento**

Per gli impianti eolici, a biogas e per i nuovi piccoli impianti idroelettrici l'attuale diritto non prevede più alcun sussidio dopo la scadenza del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità a fine 2022. Lo stesso vale anche per gli impianti che producono elettricità sfruttando la geotermia. Per le altre tecnologie, in particolare il fotovoltaico e i grandi impianti idroelettrici, l'incentivazione mediante i contributi d'investimento scadrà alla fine del 2030. Vi è quindi il rischio di un forte rallentamento dell'incremento della produzione a partire dalle energie rinnovabili con lo scadere degli incentivi.

Affinché questo incremento possa aver luogo effettivamente nel rispetto degli obiettivi definiti (cfr. n. 3.1.2), contribuendo così alla sicurezza di approvvigionamento, il sistema di incentivazione è prorogato sino al 2035: in questo modo si crea la necessaria sicurezza di pianificazione per i promotori dei progetti. Poiché la fase di progettazione degli impianti idroelettrici ed eolici, incluse le procedure di autorizzazione, può durare anche più di dieci anni, i promotori dei progetti devono poter contare su condizioni stabili e prevedibili a lungo termine. La proroga del sistema di incentivazione fino al 2035 crea inoltre una coerenza temporale delle condizioni del sostegno e dell'obiettivo di incremento per il 2035.

Il nostro Consiglio intende accelerare in particolare il potenziamento del fotovoltaico. Visto il potenziamento di 332 MW raggiunto nel 2019, a medio termine si dovrebbe conseguire un incremento di 600–700 MW l'anno. Così facendo entro il 2035 la produzione annua di elettricità fotovoltaica dovrebbe aumentare a circa 14 TWh e fornire così il maggiore contributo al potenziamento delle energie rinnovabili. Il contributo delle altre tecnologie (biomassa, geotermia, energia eolica, forza idrica) è comunque importante per il raggiungimento degli obiettivi e della sicurezza di approvvigionamento. Al fine di massimizzarlo (efficienza delle misure di incentivazione), nell'ambito della definizione degli strumenti di incentivazione il nostro Consiglio terrà conto il più possibile della particolarità delle singole tecnologie. Al numero 3.1.5.2 sono riportate le relative spiegazioni di base.

Nonostante l'innalzamento dell'obiettivo di incremento per le nuove energie rinnovabili a 17 TWh per il 2035, il tetto dei costi di 2,3 ct./kWh non verrà innalzato. È vero che le risorse sono scarse e che, nelle condizioni attuali, per raggiungere l'obiettivo di incremento del 2035 mancano circa 200 milioni di franchi all'anno (pari a circa 0,3 ct./kWh di supplemento rete). Tuttavia il nostro Consiglio presuppone che, grazie ai modelli commerciali innovativi e alle iniziative private che dovrebbero affermarsi

nel mercato completamente liberalizzato, al progresso tecnologico nel settore fotovoltaico e all'inasprimento delle prescrizioni energetiche dei Cantoni per gli edifici, i nuovi obiettivi di incremento potranno essere comunque raggiunti. Un'altra importante condizione è l'aumento dei prezzi del CO<sub>2</sub> a livello europeo, che causerebbe anche un aumento dei prezzi dell'elettricità nell'UE e in Svizzera. Se le innovazioni non dovessero affermarsi nella misura attesa o se i prezzi del CO<sub>2</sub> (e di conseguenza dell'elettricità) non aumentassero come previsto, con un supplemento rete di 2,3 ct./kWh gli obiettivi 2035 non verrebbero raggiunti nella misura di circa 2,5 TWh.

Gli sviluppi degli obiettivi della LEne saranno seguiti nell'ambito del monitoraggio della Strategia energetica 2050: se emergerà che non potranno essere raggiunti, il Consiglio federale chiederà ulteriori provvedimenti e risorse, come già previsto nel diritto vigente (art. 55 LEne). In particolare l'Esecutivo presenterà un'analisi approfondita dei vantaggi e degli svantaggi del passaggio ad un sistema basato su una tassa d'incentivazione sul prezzo dell'elettricità («sistema di incentivazione dell'energia elettrica»). Nel frattempo è mantenuta la scadenza del sistema di incentivazione nel 2035.

Al fine di assicurare la coerenza con la Strategia climatica, riteniamo realistico e ragionevole allineare gli obiettivi di incremento e di consumo agli attuali valori delle Prospettive energetiche. Inoltre, con la variante strategica «bilancio annuo in pareggio nel 2050» si tiene conto in particolare dell'obiettivo della sicurezza di approvvigionamento a lungo termine. Obiettivi più elevati (come quelli proposti nella procedura di consultazione) porterebbero a un incremento più rapido, ma nei prossimi anni richiederebbero maggiori risorse finanziarie e quindi un aumento del supplemento rete. Ad esempio un obiettivo superiore del 30 per cento, ossia per una produzione di circa 22 TWh all'anno nel 2035 (pari a un aumento di 5 TWh/anno) comporterebbe un potenziamento del fotovoltaico di 19 TWh/anno (a titolo di confronto: nel 2019 la produzione annua media delle centrali nucleari svizzere è stata di 24,4 TWh). In uno scenario del genere il supplemento rete dovrebbe essere aumentato a 3,0 ct./kWh.

### 3.1.5.2 Strumenti di incentivazione

#### *Sostituzione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità con contributi d'investimento*

Nel 2016 il Parlamento ha deciso di abolire la remunerazione per l'immissione di elettricità (RIC) per la fine del 2022 e di stabilire un tetto dei costi di promozione, provvedimenti confermati dal Popolo nella votazione su referendum del 2017. Nel frattempo molti promotori di progetti di impianti idroelettrici e a biomassa si sono indirizzati verso i nuovi contributi d'investimento. Laddove il contributo d'investimento era sufficientemente elevato (soprattutto nel caso di ampliamenti di piccoli impianti idroelettrici, per i quali viene pagato fino al 60 per cento dei costi d'investimento), ci sono stati abbastanza soggetti interessati, disposti a portare avanti nuovi progetti grazie al nuovo strumento di incentivazione. Dall'entrata in vigore della revisione totale della LEne, il 1° gennaio 2018, l'UFE ha potuto pertanto accogliere le domande di contributo d'investimento per circa 50 progetti, per un importo complessivo di circa 215 milioni di franchi. Un contributo d'investimento permette di fornire un sostegno finanziario mirato e su misura per la fase più costosa della realizzazione

di un impianto di produzione elettrica. Sono soprattutto gli impianti idroelettrici ed eolici a richiedere investimenti elevati nella fase di realizzazione e a poter trarre beneficio dai contributi d'investimento. Successivamente, a differenza di quanto accadeva con il precedente sistema di remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica, il promotore del progetto deve confrontarsi con le forze del mercato e ottimizzare l'esercizio dell'impianto e la produzione elettrica secondo i prezzi applicati sul mercato dell'energia, producendo, ad esempio, più energia nei momenti in cui il prezzo è maggiore e viceversa. Un ulteriore vantaggio dei contributi d'investimento risiede nel fatto che la Confederazione non è più vincolata per anni alla lunga durata di remunerazione dei progetti e può così sostenere un maggior numero di progetti nuovi.

Negli ultimi anni anche il sistema della remunerazione unica (RU) per gli impianti fotovoltaici ha dato prova della sua validità. Dal 2014 possono beneficiarne gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW e dal 2018 anche quelli più grandi con una potenza non superiore a 50 MW. L'inclusione degli impianti di maggiori dimensioni ha permesso nel 2020 una crescita del fotovoltaico più elevata che mai. Nel confronto europeo nel 2019 la Svizzera ha raggiunto il settimo posto in termini di potenza fotovoltaica installata totale pro capite.

Il nostro Consiglio considera i contributi d'investimento (inclusa la remunerazione unica) uno strumento di promozione efficace che consente un'elevata integrazione dell'elettricità rinnovabile nel mercato dell'energia. Lo strumento consolidato dei contributi di investimento va pertanto mantenuto. Questa posizione è avallata anche dalle esperienze fatte a livello internazionale, le quali mostrano che condizioni quadro stabili per la promozione delle energie rinnovabili rappresentano il presupposto più importante per una crescita costante. Considerati i vantaggi illustrati e le esperienze positive fatte, gli impianti eolici e a biogas, i piccoli impianti idroelettrici nonché gli impianti di produzione di elettricità a partire dalla geotermia verranno promossi fino al 2035 mediante i contributi d'investimento.

Le infrastrutture statali (impianti di incenerimento dei rifiuti urbani, impianti di depurazione delle acque) che possono finanziare il proprio esercizio attraverso tasse di smaltimento basate sul principio di causalità non riceveranno più alcun sussidio per l'elettricità prodotta.

L'esperienza fatta finora con l'applicazione della legge attuale mostra che i maggiori costi non ammortizzabili (CNA) sono quasi sempre più elevati degli importi fissati dal Consiglio federale nella legge (art. 29 cpv. 1 lett. b LEn). Pertanto, in linea di principio per i contributi d'investimento non verranno più calcolati i CNA per ogni singolo impianto: ai richiedenti sarà applicata l'aliquota dei costi d'investimento computabili fissata nell'ordinanza. Al fine di evitare una sovrarimunerazione, il nostro Consiglio fissa le aliquote basandosi sui costi di un impianto nuovo o ampliato o rinnovato; in alcuni casi può disporre un'analisi approfondita della redditività. Se da questa non emergono costi non coperti, il contributo d'investimento è negato. In questo modo si riduce in modo considerevole l'onere esecutivo a carico delle autorità e dei richiedenti l'aiuto finanziario.

### *Garanzia dei costi di progettazione*

Lo sviluppo di progetti per lo sfruttamento dell'energia idroelettrica, eolica e geotermica comporta costi di progettazione assai elevati. Non è raro che progetti particolarmente promettenti falliscano a causa delle procedure lunghe e costose. Ciò scoraggia i potenziali promotori di progetti dall'avviarne di nuovi. D'ora in poi i contributi di progettazione permetteranno di ridurre i rischi, anche finanziari, legati alla realizzazione di un progetto. Essi ammontano al massimo al 40 per cento dei costi di progettazione e vengono detratti da un eventuale contributo d'investimento garantito successivamente.

### **3.1.5.3 Impianti fotovoltaici**

Per gli impianti fotovoltaici senza consumo proprio i contributi di promozione massimi passano dal 30 al 60 per cento dei costi d'investimento computabili. Una volta smaltita completamente la lista d'attesa per la remunerazione unica, gli incentivi disponibili permetteranno, a seconda dell'importo, di raggiungere a partire dal 2022 un potenziamento annuo di 500–600 MW entro il 2035.

Per i grandi impianti fotovoltaici a partire da una determinata potenza, l'importo della remunerazione unica potrà essere stabilito attraverso aste. Il Consiglio federale può introdurre aste separate per gli impianti con consumo proprio e quelli senza consumo proprio. Questi ultimi hanno la priorità perché nel contesto attuale non vengono quasi realizzati e quindi le aste permetterebbero di sfruttare in modo mirato un potenziale ancora disponibile. A tal fine occorre aumentare dal 30 al 60 per cento il limite massimo della remunerazione unica per gli impianti senza consumo proprio, sulla base dei costi d'investimento per la messa in esercizio degli impianti di riferimento. Ciò è necessario perché questo tipo di impianti non beneficia dei vantaggi del consumo proprio (per l'elettricità prodotta per il consumo proprio non sono dovute tasse né il corrispettivo per l'utilizzo della rete), perché, ad esempio, il consumo di elettricità in loco è troppo basso. Attraverso l'attribuzione della remunerazione unica tramite asta si potrà aumentare l'efficienza della promozione, in quanto si aggiudicheranno il finanziamento gli impianti più economici di questo segmento. Per queste aste sono previsti fondi supplementari che permetteranno un ulteriore potenziamento in questo segmento di mercato di circa 100–130 MW all'anno. In tal modo entro il 2035 si potrebbe aumentare la produzione annua di elettricità dal fotovoltaico portandola sino a 14 TWh.

Come citato precedentemente, il 7 settembre 2020 il Consiglio nazionale ha deciso, senza che fosse avanzata una controproposta, di confermare il proprio sostegno all'iniziativa 20.401 della CAPTE-N, che chiede l'introduzione di aste per l'assegnazione di remunerazioni uniche per i grandi impianti fotovoltaici senza consumo proprio.

Nelle aste il principale criterio di aggiudicazione è il tasso di remunerazione offerto per chilowatt di potenza installata. Inoltre ai fini dell'aggiudicazione può essere considerata la capacità di produrre elettricità nel semestre invernale. Per uno svolgimento efficace delle aste con una reale concorrenza tra fornitori, è cruciale coinvolgere un numero sufficiente di partecipanti. Per raggiungere questo obiettivo, la procedura d'asta dovrebbe essere chiara e facilmente comprensibile. Possono partecipare alle

aste i progetti pronti per la realizzazione in una specifica ubicazione e non ancora in fase di realizzazione. In caso di mancato raggiungimento della potenza garantita nell'offerta, di mancato rispetto dei termini di realizzazione impartiti o del mancato adempimento di altre caratteristiche garantite nell'offerta, il Consiglio federale può prevedere sanzioni per i partecipanti.

Per accelerare ulteriormente il potenziamento del fotovoltaico l'UFE rafforzerà la comunicazione attraverso il programma SvizzeraEnergia (soprattutto per lo sfruttamento dei tetti di grandi dimensioni nei settori dell'agricoltura, dell'industria e dei servizi) e si adopererà a favore della riduzione degli ostacoli amministrativi e alla semplificazione dei processi (attraverso la digitalizzazione).

La seguente figura illustra l'aumento della capacità installata del fotovoltaico raggiunto finora e l'aumento pianificato:

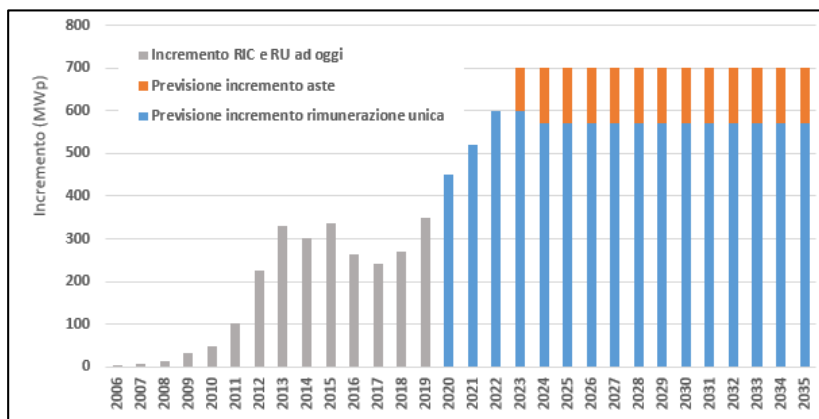


Figura 3: Incremento del fotovoltaico raggiunto finora in Svizzera e aumento previsto.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici è prevista un'attenuazione dei possibili effetti negativi causati dalle modifiche alla normativa sull'obbligo di remunerazione. Gli impianti fotovoltaici che entrano in funzione prima dell'entrata in vigore di questa legge, che sono soggetti all'obbligo di ritiro e di remunerazione e che non usufruiscono o non hanno usufruito di una remunerazione per l'immissione, un finanziamento dei costi supplementari o un sostegno comunale o cantonale comparabile, devono essere tutelati dai minori ricavi provocati dalla riduzione della remunerazione conformemente all'articolo 15 LEn. Tale protezione è limitata a dieci anni. Questi impianti continuano a conseguire entrate equivalenti alla remunerazione media concessa complessivamente nei cinque anni precedenti l'entrata in vigore della legge dai gestori svizzeri delle reti di distribuzione, ossia per l'elettricità e le garanzie di origine. I gestori degli impianti registrati hanno la possibilità di vendere all'organo di esecuzione le proprie garanzie di origine ad una tariffa prestabilita. La tariffa di ritiro delle garanzie di origine è pari alla differenza tra la citata media quinquennale stabilita dal Consiglio federale e il prezzo di mercato di riferimento (art. 23 LEn). Le garanzie di

origine ritirate dall'organo di esecuzione sono rivendute sul mercato e la differenza è finanziata attraverso il supplemento rete.

*Esempio concernente le gare pubbliche per gli impianti fotovoltaici senza consumo proprio*

*Un agricoltore vuole costruire un impianto fotovoltaico sul tetto del suo fienile. Poiché l'edificio consuma poca elettricità, per il consumo proprio può essere utilizzata solo una piccola parte dell'elettricità solare. L'unica fonte di reddito è costituita quindi dalla vendita di elettricità attraverso la rete, ad esempio al gestore di rete locale o sul mercato dell'elettricità. Poiché in questo caso i ricavi sono più incerti e, diversamente dai costi per l'utilizzazione della rete risparmiati negli impianti con consumo proprio, non contribuiscono alla redditività, tali impianti senza consumo proprio ricevono un contributo maggiore che può arrivare fino al 60 per cento dei costi di investimento (in precedenza al massimo del 30 %).*

*A questo scopo, il proprietario può partecipare a un'asta. Queste aste dovrebbero svolgersi regolarmente e avere un onere sostenibile. L'agricoltore presenta un'offerta, ossia indica quale incentivo è richiesto per l'impianto. Nell'asta, vengono selezionate e ottengono il contributo le offerte più favorevoli per unità di potenza installata. In questo modo, si garantisce che ogni impianto selezionato riceva esattamente il contributo necessario a un esercizio redditizio e che nel contempo i contributi disponibili siano assegnati in modo efficiente. Chi non ottiene l'aggiudicazione in un'asta può parteciparvi nuovamente a una data successiva.*

### 3.1.5.4 Grandi impianti idroelettrici

Lo studio dell'UFE sul potenziale di sviluppo dell'energia idroelettrica<sup>20</sup> per il 2019 ha mostrato che i grandi impianti idroelettrici ricoprono un ruolo fondamentale per l'incremento di questa tecnologia. Ciò riguarda sia la costruzione di nuovi impianti che l'ampliamento di quelli esistenti; in particolare, nel rispetto della biodiversità, vanno promossi i secondi. Grazie alle loro peculiarità questi impianti svolgono un importante ruolo quantitativo nel raggiungimento degli obiettivi di incremento previsti dalla legge; inoltre le centrali ad accumulazione contribuiscono in particolare al rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento.

I progetti particolarmente adatti al trasferimento di energia dall'estate all'inverno – e che quindi danno un importante contributo al rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in inverno – sono promossi dallo strumento sancito dalla LAEl e descritto nel numero 3.1.3.2.

<sup>20</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Energie rinnovabili > Forza idrica; Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, 2 settembre 2019 (documento disponibile soltanto in tedesco e francese).

Tuttavia i progetti per nuovi grandi impianti idroelettrici presentano ancora costi di produzione elevati<sup>21</sup>, cosicché senza un aiuto finanziario la maggior parte di essi non è redditizia sul piano economico e non viene realizzata. Di conseguenza è più difficile raggiungere l'obiettivo di incremento quantitativo fissato nella Strategia energetica 2050. Per questi motivi sono necessari alcuni adeguamenti del sistema di promozione.

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da elevati costi d'investimento iniziali; una volta realizzati, però, i loro costi di esercizio sono relativamente bassi. In passato, infatti, anche in periodi di prezzi bassi i ricavi conseguiti sul mercato coprivano ancora la maggior parte dei costi variabili, quindi sotto il profilo economico non aveva senso chiudere un impianto. Oltre ai costi d'esercizio ricorrenti, anche per gli impianti idroelettrici è necessario investire periodicamente in interventi di rinnovamento. Vista la pressione sui costi, negli ultimi anni si è verificato un cambio di paradigma per questi investimenti. Infatti, mentre in passato la necessità di investire nel rinnovamento di questi impianti non è praticamente mai stata messa in discussione, oggi si adottano sempre più spesso approcci basati sul rischio. Così facendo, focalizzandosi sulle parti più critiche degli impianti, le decisioni circa i rinnovamenti sono finalizzate a una maggiore efficacia.

Gli investimenti di rinnovamento obbligatori, senza i quali un impianto non può più essere mantenuto in funzione, vengono pertanto effettuati per i grandi impianti idroelettrici per interessi puramente economici. Nel caso dei piccoli impianti idroelettrici, invece, che di norma hanno costi di produzione più elevati rispetto a quelli degli impianti più grandi (costi annuali, costituiti dai costi di esercizio e dai costi di capitale annui, in relazione alla produzione annuale), gli interventi di rinnovamento generale sono spesso economicamente insostenibili; ciò può quindi portare a un'interruzione permanente del loro esercizio. Per questo motivo dovrà ancora essere possibile beneficiare di contributi d'investimento per i rinnovamenti considerevoli di piccoli impianti idroelettrici aventi una potenza massima di 5 MW, limite che dovrà essere stabilito dal nostro Consiglio. Tuttavia, l'importo massimo del contributo d'investimento viene ridotto al 40 per cento dei costi d'investimento computabili. Il Consiglio federale fissa il limite della potenza di un impianto sulla base delle condizioni economiche di volta in volta osservate; attualmente tale limite si situa tra 1 e 2 MW. Non si può escludere un aumento futuro imposto da ragioni economiche. Grazie a queste nuove norme il potenziamento della forza idrica sarà promosso in modo più mirato.

Fino ad ora, la quota di pompaggio-turbinaggio delle centrali di pompaggio era esclusa dai contributi d'investimento. Durante le deliberazioni sulla Strategia energetica 2050, il Parlamento ha introdotto i contributi d'investimento per i grandi impianti idroelettrici, escludendo però un sostegno al pompaggio-turbinaggio. Da un lato, visto che questa tecnologia era considerata redditizia e coerente con gli indirizzi europei, l'attenzione era posta sul tradizionale funzionamento basato sul pompaggio notturno di energia di banda dalle centrali nucleari e a carbone e sul turbinaggio diurno. Con

<sup>21</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Energie rinnovabili > Forza idrica > Grandi impianti idroelettrici; Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz – Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, 12 dicembre 2013, UFE (documento disponibile soltanto in tedesco).

l'integrazione della produzione rinnovabile, destinata a diventare predominante, questo modo di operare sta già cambiando e cambierà ancora di più in futuro. Nelle condizioni quadro attuali, gli investimenti in impianti di pompaggio-turbinaggio non sono redditizi. Nell'ultimo decennio, in Svizzera sono state costruite due grandi centrali di pompaggio-turbinaggio (Linth-Limmern e Nant de Drance), attualmente integrate nel mercato e le cui capacità per ora sono sufficienti a soddisfare il fabbisogno di flessibilità sul mercato svizzero. Al fine di integrare nel sistema la crescente quota prodotta a partire da energie rinnovabili, potrebbero servire ulteriori capacità di stoccaggio altamente flessibili, come quelle offerte dalle centrali di pompaggio con quota di turbinaggio oppure dalle centrali di pompaggio-turbinaggio a ciclo chiuso. Il nostro Consiglio deve quindi poter concedere la promozione tramite i contributi d'investimento anche per la quota di pompaggio-turbinaggio. In questo modo, seguirà il potenziamento e l'integrazione nel mercato delle energie rinnovabili e, se necessario, disciplinerà nelle disposizioni esecutive la promozione della quota di pompaggio-turbinaggio mediante i contributi d'investimento.

*Abolizione dell'esame dei maggiori costi non ammortizzabili (CNA) nella determinazione dei contributi d'investimento*

Gli investitori devono poter contare su un'elevata sicurezza di pianificazione per avviare o realizzare un progetto. Attualmente il contributo d'investimento viene stabilito sulla base del calcolo dei costi d'investimento. Ciò comporta un notevole lavoro sia per i richiedenti che per l'autorità d'esame, nonché alcune incertezze. Dall'esame delle domande presentate finora è emerso inoltre che, nelle attuali condizioni quadro, i CNA non sono stati quasi mai determinanti per fissare i contributi d'investimento e che sono stati quasi sempre applicati i tassi massimi. D'ora in avanti, pertanto, i CNA non dovranno più essere calcolati.

Questo modo di procedere, però, aumenta la probabilità di sovrafinanziamento, soprattutto se il prezzo di mercato dovesse aumentare in modo significativo. Il Consiglio federale deve tenerne conto al momento di fissare gli importi concreti nell'ordinanza. Inoltre, qualora vi siano indizi dell'assenza di costi non coperti, può condurre un'analisi approfondita della redditività dei progetti.

*Aumento della quota di promozione a favore dei grandi impianti idroelettrici da 0,1 a 0,2 ct./kWh*

Finora i grandi impianti idroelettrici potevano beneficiare di una quota massima di 0,1 ct./kWh, calcolata sulla media degli ultimi cinque anni e finanziata mediante il supplemento rete. Al fine di promuovere gli impianti più efficienti, il Consiglio federale ha introdotto un sistema basato sui giorni di riferimento. Ogni due anni, vengono aggiudicati circa 100 milioni di franchi; i fondi messi a disposizione per il primo periodo (2018 e 2019) sono già interamente impegnati.

Per ciascuno dei grandi progetti attualmente in corso, come gli impianti idroelettrici Chlus, gli investimenti raggiungono, secondo la pianificazione attuale, fino a 400 milioni di franchi. Tenuto conto dell'imprecisione delle stime, bisogna aspettarsi domande di contributi d'investimento per importi fino a 200 milioni di franchi per ogni anno, pari alle risorse per quattro anni. Con il sistema di finanziamento attuale c'è

quindi il rischio che altri nuovi grandi impianti idroelettrici ricevano in ritardo i contributi o non li ricevano affatto e che quindi non possano essere realizzati. Questi grandi impianti hanno una notevole capacità produttiva e la loro realizzazione contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi di incremento.

Per poter raggiungere gli obiettivi di incremento della Strategia energetica sono quindi necessari maggiori sussidi. D'ora in poi i grandi impianti idroelettrici disporranno di 0,2 ct./kWh.

Le misure proposte nella LEn e nella LAEl sono complementari: mentre le prime mirano essenzialmente al raggiungimento degli obiettivi di incremento (quantità annua, aspetto quantitativo), le seconde sono finalizzate a garantire le necessarie capacità in inverno (autosufficienza, aspetto qualitativo). È escluso un contemporaneo finanziamento di specifici progetti di accumulazione mediante risorse della LEn e della LAEl.

### **3.1.5.5 Energia eolica**

I nuovi impianti eolici con una potenza di almeno 2 MW potranno beneficiare dei contributi d'investimento nella misura massima del 60 per cento dei costi d'investimento computabili. Saranno sostenuti i progetti che hanno seguito il processo ordinario di progettazione e autorizzazione e che sono stati approvati dalle competenti autorità.

### **3.1.5.6 Geotermia**

D'ora in poi nel settore della geotermia potranno essere erogati contributi d'investimento, oltre che per l'esplorazione, anche per lo sfruttamento del sottosuolo. Si tratta di un'operazione che va oltre l'esplorazione geotermica svolta sinora e comprende la conferma di un presunto serbatoio geotermico, la definizione del potenziale ricavo (sondaggio) nonché un'eventuale riconduzione dell'acqua prelevata al serbatoio geotermico. La promozione dello sfruttamento del sottosuolo per i progetti di produzione di elettricità viene così allineata a quella dello sfruttamento diretto del calore (secondo la legge sul CO<sub>2</sub>). L'approccio integrale permette inoltre di soddisfare – tenendo conto dell'intero processo di sfruttamento – i crescenti criteri di sicurezza (p. es. riduzione del rischio di terremoti). Inoltre, i contributi d'investimento possono essere richiesti anche per la costruzione e la messa in servizio di impianti geotermici. Viste le condizioni geologiche, i contributi per la geotermia vengono scaglionati secondo le fasi del progetto – prospezione, sfruttamento, costruzione e messa in esercizio degli impianti di produzione elettrica. Come avvenuto finora, per ogni fase i promotori del progetto possono richiedere una garanzia (cfr. art. 33 LEn) o un contributo.

### 3.1.5.7 Piccoli impianti idroelettrici

Per poter raggiungere gli obiettivi di incremento di cui all'articolo 2 capoverso 2 LEné occorre ricorrere anche al potenziale non ancora sfruttato dei piccoli impianti idroelettrici. Basandosi sull'attuale lista di attesa per la remunerazione per l'immissione di elettricità l'UFE stima di poter sostenere ulteriori progetti con una produzione di 390 GWh mediante contributi d'investimento di un valore complessivo pari a circa 340 milioni di franchi. Pertanto, in futuro i nuovi piccoli impianti idroelettrici con una potenza minima di 1 MW riceveranno un contributo d'investimento invece della remunerazione per l'immissione di elettricità. Ciò non richiederà più finanziamenti di quelli erogati attualmente.

Tutti gli impianti accessori che non raggiungono i limiti inferiori di potenza di cui all'articolo 26 capoverso 1 LEné possono comunque continuare a richiedere un contributo d'investimento. A determinate condizioni il Consiglio federale potrà ammettere anche altri impianti idroelettrici che non raggiungono i limiti inferiori (in corsi d'acqua già sfruttati o dove è possibile beneficiare di un potenziale supplementare senza ulteriori interventi sulla natura).

### 3.1.5.8 Biomassa

I contributi d'investimento per gli impianti a biomassa saranno aumentati dall'attuale massimo del 20 per cento a un massimo del 60 per cento dei costi d'investimento computabili per le parti dell'impianto riservate alla produzione di energia elettrica. Ora anche gli impianti a biogas potranno beneficiare di un contributo d'investimento.

Per contro, gli impianti che utilizzano in parte combustibili o carburanti fossili, gli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani (IIRU) e gli impianti pubblici di depurazione delle acque (IDA) non potranno più presentare domanda per un contributo d'investimento. L'esercizio di questi impianti prevede già una copertura dei costi tramite tasse di smaltimento basate sul principio di causalità. Inoltre gli IIRU devono rispettare, conformemente all'ordinanza del 4 dicembre 2015<sup>22</sup> sui rifiuti (OPSR), alcuni requisiti energetici minimi. Sono obbligati a impiegare almeno il 55 per cento del contenuto energetico dei rifiuti al di fuori degli impianti.

Come per le succitate regole valide per gli IIRU, anche nel caso degli IDA occorre integrare a livello di ordinanza le prescrizioni ambientali con misure energetiche che permettano un esercizio degli impianti il più efficiente possibile e lo sfruttamento dei gas di depurazione e del calore residuo delle acque di scarico. Tra le altre cose si deve tener conto della protezione delle acque, delle possibilità tecniche e operative e della fattibilità economica.

### 3.1.6 Miglioramento dell'efficienza energetica (LEne)

Un sistema energetico incentrato sull'obiettivo climatico del «saldo netto pari a zero» comporta un maggior grado di elettrificazione. Occorre puntare soprattutto sulla sostituzione dei riscaldamenti fossili con pompe di calore e altre energie rinnovabili, sull'elettrificazione dei trasporti e del calore di processo nell'industria. Di conseguenza sono essenziali ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica, in particolare elettrica. Diverse applicazioni presentano un potenziale elevato in termini di risparmio e di efficienza, ad esempio i riscaldamenti e i boiler elettrici, i sistemi di propulsione elettrici nelle aziende, l'illuminazione e gli apparecchi nelle attività artigianali e nelle economie domestiche.

Attualmente, in base alla legge sull'energia, nel settore dell'efficienza elettrica la Confederazione attua prescrizioni, programmi di promozione e misure di informazione, consulenza nonché formazione e perfezionamento. Questi strumenti saranno mantenuti e in parte potenziati. In primo piano è posta l'efficienza, ossia l'ottimizzazione del consumo di energia, in modo da ottenere lo stesso risultato con un minore quantitativo di energia. In linea generale anche le misure di sufficienza volte a modificare il comportamento di consumo sono importanti per la riduzione in termini assoluti del consumo di energia e di risorse.

Nella legge sull'energia viene creata una nuova base per i programmi nazionali di promozione delle misure standard di efficienza elettrica (p. es. la sostituzione a livello nazionale di motori o impianti di ventilazione). Attualmente l'efficienza elettrica è promossa a livello federale esclusivamente nel quadro di gare pubbliche, attraverso progetti e programmi sovvenzionati ogni anno mediante procedure di gara. Seppur efficace – consente infatti di risparmiare ogni anno circa 740 GWh di energia elettrica – questo strumento presenta alcuni limiti: a causa dei requisiti delle gare pubbliche i programmi sono promossi a tempo determinato, non sempre interessano l'intero territorio nazionale e infine sono attuati da organismi diversi. Per questo motivo è necessario introdurre direttamente nuovi programmi di carattere nazionale concernenti misure standard e scalabili. La Confederazione fissa le nuove condizioni di promozione e mette a concorso l'attuazione del programma. Questa soluzione evita interruzioni *Stop-and-Go* nella promozione, riguarda l'intero territorio nazionale e, grazie alla maggiore visibilità e continuità, consente di sfruttare meglio i potenziali di efficienza. Tutto questo permette ulteriori risparmi di energia elettrica fino a 500 GWh all'anno. La Confederazione provvede affinché l'efficienza delle misure di promozione (in ct. di incentivi federali per ogni kWh risparmiato) sia pari almeno a quella raggiunta mediante le gare pubbliche. I nuovi programmi sono finanziati attraverso la quota massima di supplemento rete pari a 0,1 ct./kWh già prevista nel quadro delle gare pubbliche per le misure di efficienza.

Come misura mirata di riduzione del consumo di elettricità in inverno, si esamina una possibilità per ridurre in modo considerevole il consumo dei riscaldamenti a resistenza elettrica che attualmente in inverno consumano circa 2,8 TWh di elettricità: se fossero sostituiti in gran parte da pompe di calore, si potrebbero risparmiare circa 2 TWh. Con il coinvolgimento dei Cantoni, che si stanno già impegnando su svariati fronti per ridurre il consumo, si valuterà come intensificare e accelerare in modo significativo questa sostituzione. Tra le altre cose, si esaminerà l'introduzione di un divieto di

messa a disposizione sul mercato di alcune categorie di riscaldamenti a resistenza elettrica (in base all'art. 44 LEn e ed ev. all'art. 4 della legge federale del 6 ottobre 1995<sup>23</sup> sugli ostacoli tecnici al commercio (LOTG)).

### **3.1.7 Utilizzo delle flessibilità nella rete di distribuzione (LAEI)**

I vantaggi dell'utilizzo della flessibilità – potenza immessa variabile o controllo del consumo – sono innumerevoli e possono essere sfruttati nel settore delle reti (come strumento per affrontare le congestioni e integrare le unità di produzione decentralizzate), sul mercato elettrico, ma anche direttamente presso i titolari della stessa (per ottimizzare il consumo proprio). Dal punto di vista macroeconomico risulta particolarmente interessante una gestione delle immissioni degli impianti di produzione. Affinché la flessibilità possa essere integrata a breve e medio termine nel mercato e nel contempo essere utilizzata come strumento volto a risolvere le congestioni nella rete, sono necessarie adeguate condizioni quadro normative nell'interfaccia tra i gestori della rete di distribuzione e gli operatori che offrono la flessibilità.

L'elemento centrale da chiarire riguarda i diritti di accesso: il diritto di utilizzare la flessibilità deve spettare ai rispettivi produttori, gestori di impianti di stoccaggio o consumatori finali. Se terzi, compresi i gestori della rete di distribuzione, intendono fruire della flessibilità, in linea di principio devono regolamentarne l'utilizzo mediante un contratto. Se i gestori della rete di distribuzione intendono continuare a usare la flessibilità al servizio della rete, come avvenuto sinora, devono offrire ai titolari della flessibilità condizioni contrattuali non discriminatorie per ogni sistema di flessibilità. La flessibilità concernente il consumo, ad esempio, può essere remunerata attraverso i corrispettivi per l'utilizzazione della rete ridotti che devono riflettere il valore finanziario della flessibilità. Per i titolari di ampie flessibilità sono ammessi contratti individuali.

Al fine di ottimizzare l'ampliamento della rete sotto il profilo dei costi attraverso l'impiego della flessibilità, i gestori di rete non devono attuare altre misure più costose riguardanti la rete, includendo il potenziale di flessibilità nella pianificazione di rete del proprio comprensorio. Questo aspetto è chiarito mediante un'integrazione del principio legale NOVA («Ottimizzazione della rete prima del suo potenziamento e del suo ampliamento»), in base al quale prima si ottimizza l'attuale esercizio di rete – incluso l'utilizzo delle flessibilità, poi si potenziano le linee esistenti e infine si procede all'ampliamento della rete. In linea di principio, i gestori di rete devono poter addebitare, entro certi limiti, i costi derivanti dall'utilizzo delle flessibilità, la cui economicità deve essere verificata dalla ElCom.

Inoltre vengono stabiliti diritti di utilizzo garantiti per i gestori di rete: dietro compenso, la flessibilità riguardante la produzione deve includere possibilità limitate e forfetarie di limitazione forzata delle immissioni. Inoltre ai gestori di rete è garantito il diritto di sfruttare la flessibilità in caso di pericolo grave e imminente per l'esercizio

<sup>23</sup> RS 946.51

sicuro della rete. Un utilizzo di questo tipo è gratuito, eccetto nel caso in cui il pericolo si sarebbe potuto ragionevolmente evitare.

La ElCom ha competenze anche nel settore della flessibilità al servizio della rete: decide in merito agli utilizzi garantiti, alla tutela dei titolari della flessibilità nonché agli indennizzi abusivi. Inoltre potrebbe servire la sua collaborazione nell'ambito dell'eventuale valutazione della regolazione della flessibilità.

La normativa concernente la flessibilità non va confusa con la normativa riguardante i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, già introdotta con la LEnE del 2016 (art. 7b LAEl). Proprio grazie a questi sistemi è possibile utilizzare la flessibilità. Fondamentale in questa regolazione è il cosiddetto principio «opt in» che consente di affidare a terzi la gestione dei dispositivi. La flessibilità invece è un vero e proprio bene, la cui gestione o i relativi diritti fondamentali sono disciplinati dalla LAEl. Oltre a disciplinare i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, è dunque necessario disciplinare l'utilizzo della flessibilità armonizzandolo con questi.

Poiché avviene mediante sistemi digitali, l'accesso alla flessibilità comporta determinati rischi per quanto concerne la sicurezza dei dati: pertanto in questo settore sono previste disposizioni specifiche (cfr. anche n. 3.1.8 riguardante il *data hub* nel settore elettrico).

#### *Due esempi concernenti la regolazione della flessibilità*

##### *Esempio 1: una famiglia in una casa dotata di pompa di calore*

*La pompa di calore in questo esempio è una fonte di flessibilità: il calore immagazzinato permette di spostare in una certa misura il momento del prelievo di elettricità della pompa di calore senza che la famiglia se ne accorga. La regolazione della flessibilità rende possibile il suo utilizzo e permette al titolare di decidere come utilizzarla. Ad esempio, il gestore della rete di distribuzione locale può prevenire una congestione nella sua rete attraverso il controllo mirato della pompa di calore e così facendo evita un costoso ampliamento della rete. Nell'esempio, il gestore della rete di distribuzione offre alla famiglia un contratto che regola il controllo della pompa di calore e la relativa remunerazione. Ciò può essere effettuato molto semplicemente, ad esempio, riducendo il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Con la conclusione del contratto il gestore beneficia della flessibilità nella sua rete e la famiglia di una remunerazione. Se la famiglia in un secondo momento vuole utilizzare essa stessa la flessibilità della propria pompa di calore, ad esempio per consumare in modo ottimale l'elettricità generata sul tetto con il proprio impianto fotovoltaico, rescinde il contratto con il gestore della rete di distribuzione.*

##### *Esempio 2: riduzione dell'immissione per un'azienda industriale dotata di impianto fotovoltaico*

*In questo esempio l'impianto fotovoltaico è una fonte di flessibilità: riducendo in modo mirato o limitando la potenza di immissione in un certo momento, la rete di distribuzione a cui è collegato l'impianto di produzione può essere efficacemente alleggerita. In tal modo si evita una possibile congestione, ad esempio su una*

*linea o in un trasformatore. Sfruttando la possibilità di ridurre la potenza di immissione, il gestore di rete può ottimizzare l'ampliamento della rete. La limitazione dei singoli picchi della potenza di immissione ha un grande effetto positivo sulla rete, ma in termini di quantità si traduce in pochissima elettricità non prodotta o non immessa in rete. Per permettere ai gestori delle reti di distribuzione di fruire di questa flessibilità senza grandi ostacoli, il progetto di legge riconosce loro esplicitamente il diritto di usarla sul lato dell'immissione in una misura predefinita. Naturalmente, il gestore di rete deve compensare il gestore dell'impianto, nell'esempio l'azienda industriale, nella misura del valore dell'elettricità (sottoposta a limitazione forzata); così facendo il gestore dell'impianto non subisce alcuno svantaggio finanziario.*

### 3.1.8 «Data hub» nel settore elettrico (LAEI)

Uno scambio di dati e informazioni digitali, come pure l'accesso agli stessi, organizzati in modo efficiente, sono decisivi per un sistema di approvvigionamento elettrico moderno, una concorrenza funzionante e l'introduzione di modelli commerciali innovativi sul mercato elettrico. Proprio nell'era digitale occorre garantire agli operatori di mercato, ai consumatori e ai fornitori di servizi da questi incaricati un accesso e un utilizzo non discriminatorio di dati e informazioni sul mercato e non va ostacolato l'ingresso di nuovi soggetti sul mercato.

Un'efficiente infrastruttura di dati nazionale per il settore elettrico, che ruota attorno a un registro dati centrale (denominato anche *data hub*), soddisfa i requisiti sempre più elevati nell'ambito dello scambio di dati relativo al settore elettrico. In tal modo si promuovono lo sviluppo digitale e la trasformazione del mercato elettrico, in particolare in vista del potenziamento nonché della maggiore integrazione e dell'utilizzo dei vettori energetici rinnovabili decentralizzati, dell'apertura del mercato e, in prospettiva, dell'utilizzo della flessibilità. Inoltre la digitalizzazione, i modelli commerciali basati sui dati e le innovazioni favoriscono l'efficienza energetica, la decarbonizzazione e la decentralizzazione connessa alle fonti energetiche rinnovabili. Il *data hub* assicura il necessario accesso a dati di elevata qualità e riduce il rischio di discriminazioni nel loro utilizzo. Analogamente al settore della mobilità, i dati relativi all'approvvigionamento elettrico presentano caratteristiche proprie di beni infrastrutturali pubblici. Si tratta di un settore spesso interessato da fallimenti del mercato. Già attualmente vengono sviluppate soluzioni parziali, talvolta difficilmente compatibili, con diversi standard e profili dei requisiti, che non sono idonee ad affrontare le sfide future. Di conseguenza, dal punto di vista economico risultano investimenti inefficienti e costi irrecuperabili, che vanno poi a gravare sui consumatori finali. Al contrario, un'infrastruttura dati nazionale basata su un *data hub* produce effetti esterni positivi.

Il *data hub* conterrà solo una parte dei dati che sono assolutamente necessari per i processi previsti (p. es. nome, indirizzo, numero del punto di misurazione, potenza allacciata, presenza di un impianto ad energia rinnovabile per la produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili). I dati di misurazione dei consumatori, sensibili secondo la legge sulla protezione dei dati, rimarranno decentralizzati presso gli operatori esistenti. L'accesso ai dati è garantito dal *data hub* in modo uniforme a livello

nazionale ed è ampiamente controllato dal consumatore. Il *data hub* interviene in modo neutrale nel mercato e tratta tutti gli operatori allo stesso modo. In cambio, nel rispetto di determinati principi di governance, alle aziende è data la possibilità di avviare la costituzione e l'esercizio del *data hub*. Se questa opportunità non viene sfruttata nel rispetto dei principi entro un periodo di tempo predefinito, la Confederazione provvede a introdurre un *data hub* (principio di sussidiarietà). Il *data hub* è finanziato attraverso compensi in funzione del punto di misurazione e del principio di causalità, i quali sono riscossi presso gli operatori della rete di distribuzione, i gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori di servizi di misurazione. Questi ultimi sono liberi di riversare questi costi attraverso i costi di misurazione ai propri clienti, che dovrebbero alla fine beneficiare dei vantaggi del *data hub*. La cibersecurity del *data hub* viene garantita attraverso particolari disposizioni in materia di sicurezza dei dati, in funzione dei rischi.

#### *Esempi relativi al data hub*

##### *Esempio 1: il data hub semplifica lo scambio di dati tra gli operatori*

*Una panetteria intende cambiare il proprio fornitore di elettricità e conclude un contratto con un nuovo fornitore. Affinché l'elettricità sia fatturata correttamente al panificio fin da subito, molti operatori devono ricevere dati corretti il più rapidamente possibile. Inoltre, la panetteria ha optato per un fornitore di servizi di misurazione indipendente e un fornitore di servizi di flessibilità. Il nuovo fornitore di elettricità informa il data hub del cambio di contratto tramite un portale digitale. Il data hub verifica che la richiesta di cambio sia ammissibile e informa la panetteria. Quest'ultima può quindi confermarlo con un semplice clic del mouse nel proprio portale di accesso al data hub. Il data hub informa infine i soggetti che svolgono la propria attività in questa stazione di misurazione. Questo sistema raggruppa e semplifica in modo significativo, nel rispetto della sicurezza informatica e dei dati, la comunicazione tra gli operatori, riduce i doppioni e semplifica la ricerca di errori.*

##### *Esempio 2: servizi energetici basati sui dati per i consumatori*

*Una proprietaria vuole rinnovare la propria casa in modo sostenibile ed efficiente sotto il profilo energetico e, per questo, le serve un credito. Attraverso informazioni affidabili sul consumo di energia e di elettricità, gli istituti finanziari possono offrire servizi di consulenza e le cosiddette «ipoteche verdi» su misura per le esigenze della proprietaria della casa. Quest'ultima, con un clic di mouse in un portale clienti sicuro del data hub, autorizza la trasmissione dei dati sul consumo di elettricità degli ultimi cinque anni all'istituto finanziario, che li riceve automaticamente attraverso l'interfaccia digitale standardizzata a livello nazionale. La proprietaria della casa ottiene così un'offerta su misura per le sue esigenze nel più breve tempo possibile.*

*Esempio 3: rilevazione dei dati da parte della Confederazione e dei Cantoni nel quadro dello svolgimento dei propri compiti*

*La Confederazione e i Cantoni devono raccogliere dati per adempiere ai propri mandati legali (i Cantoni, ad esempio, nell'ambito della pianificazione energetica cantonale). Anche le università hanno bisogno di dati per promuovere l'innovazione e la ricerca. Per ottenere questi dati, si rivolgono direttamente agli operatori che li detengono. Grazie al data hub, si possono ridurre i costi connessi all'ottenimento delle informazioni. Alcuni dati gestiti o inoltrati dal data hub, come informazioni sul settore economico di un'azienda sottoposta alla rilevazione o sul consumo e sulla produzione di energia, sono così accessibili in modalità digitale per le autorità. Allo stesso tempo, il data hub sostiene il principio «once-only» deciso dal Consiglio federale, secondo cui i dati necessari più volte devono essere rilevati una sola volta.*

### **3.1.9 Libertà di scelta e organizzazione delle misurazioni (LAEI)**

A metà 2017 il Tribunale federale ha stabilito che i gestori di grandi impianti di produzione di energia elettrica (con potenza allacciata superiore a 30 kVA) possono affidare in linea di principio l'esecuzione dei servizi di misurazione a terzi<sup>24</sup>. Il Tribunale federale non si è invece espresso sul fatto che tale diritto di opzione spetti o meno anche ai gestori di piccoli impianti di produzione di energia elettrica o ai consumatori finali oppure se la loro misurazione di conteggio competa esclusivamente ai gestori di rete e nemmeno se il diritto di opzione si estenda anche all'esercizio delle stazioni di misurazione.

È un dato di fatto che, nonostante questa decisione, la misurazione di conteggio (comprendente l'esercizio delle stazioni di misurazione e la fornitura dei servizi di misurazione) sia svolta prevalentemente dai gestori di rete. Ciò è dovuto probabilmente al fatto che manca un adeguato quadro giuridico per lo svolgimento dei processi di cambio. Inoltre, poiché secondo l'attuale situazione giuridica i costi di misurazione rientrano tra i costi di rete computabili coperti attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete (art. 13a lett. a OAEI), si riduce ulteriormente l'incentivo a delegare a un terzo questa attività.

I costi applicati dai gestori di rete per la misurazione sono talvolta molto elevati. Ciò era particolarmente evidente quando i costi delle misurazioni del profilo di carico erano ancora fatturati individualmente ai clienti. Confrontando i valori mediani, il compenso richiesto risultava superiore del 56 per cento rispetto ai costi<sup>25</sup>. Inoltre, i grandi consumatori finali e i produttori lamentano notevoli problemi di qualità dei dati loro forniti, che spesso sono trasmessi troppo tardi o in modo errato, provocando già

<sup>24</sup> DTF 143 I 395

<sup>25</sup> ElCom (2018), Costi di misurazione in Svizzera, rapporto sull'analisi dei risultati del rilevamento dei costi di misurazione 2017.

oggi costi non trascurabili, ma evitabili, per l'acquisto di energia e di energia di compensazione.

Nel settore delle misurazioni è previsto un chiarimento delle responsabilità e delle libertà di scelta sancite per legge. I grandi consumatori finali (con un consumo annuo di almeno 100 MWh) nonché tutti i produttori di energia elettrica e i gestori degli impianti di stoccaggio possono scegliere liberamente il proprio fornitore. Inoltre il diritto di scelta è riconosciuto – a prescindere dal consumo annuo di elettricità – anche a tutti i clienti con consumo proprio e a determinati gruppi di consumatori finali che in relazione alla flessibilità concernente il consumo o alle misure di risparmio energetico necessitano dell'accesso ai loro servizi di misurazione. Pertanto hanno diritto di scelta soprattutto i clienti che fruiscono di servizi di metrologia e sono particolarmente sensibili per quanto riguarda la qualità dei dati e del servizio nonché i costi della misurazione e dei servizi a valle. Attualmente il diritto di scelta riguarderebbe circa 55 000 punti di misurazione o 22 TWh, pari ad oltre un terzo dell'intero consumo finale. Grazie alla crescente diffusione delle soluzioni basate sul consumo proprio e dei servizi sul mercato delle flessibilità, un numero maggiore di operatori potrà beneficiare del diritto di scelta. Ad esempio attualmente sono 77 000 gli impianti con consumo proprio (più ca. 15 000 ogni anno) che possono usufruire della libertà di scelta.

Il diritto di opzione si applica all'esercizio delle stazioni di misurazione e alla fornitura dei servizi di misurazione. La misurazione operativa direttamente collegata all'esercizio della rete rimane invece un compito esclusivo del gestore di rete.

L'esercizio delle stazioni di misurazione e la fornitura dei servizi di misurazione per i clienti che non hanno libertà di scelta nel settore della misurazione o che non la esercitano compete al gestore della rete di distribuzione locale. Per tutelare queste categorie è previsto che la misurazione sia remunerata attraverso tariffe di misurazione che i gestori di rete devono fissare in base ai costi computabili. La EICOM verifica la computabilità dei costi di misurazione, l'ammontare delle tariffe di misurazione e il compenso per la misurazione calcolato in base a dette tariffe.

L'UFE esamina la situazione della concorrenza nel settore delle misurazioni nel quadro del suo rapporto periodico all'indirizzo del Consiglio federale (art. 27 cpv. 3 OAEI). In vista della futura legge sull'approvvigionamento di gas, è importante che le norme concernenti le misurazioni in questo settore siano coordinate con quelle del settore dell'elettricità.

### **3.1.10 Modifiche delle tariffe di rete (LAEL)**

#### *Miglioramento dei principi di tariffazione previsti dalla legge*

I costi della rete elettrica insorgono in gran parte nella creazione delle capacità di rete, che sinora hanno seguito perlopiù l'andamento della domanda. Il dimensionamento delle capacità di rete è determinato perlopiù dai requisiti strutturali della rete – vale a dire il numero e l'ubicazione dei punti di allacciamento degli utenti della rete – e dalle capacità di allacciamento alla rete garantite contrattualmente. In riferimento ai costi di rete, in un'ottica di breve termine l'effettivo utilizzo della rete, ossia la potenza prelevata e quindi il carico sulla rete, da parte degli utenti allacciati alla rete è meno

rilevante. A lungo termine, invece, attraverso i cambiamenti nel carico di punta simultaneo esso influenza il dimensionamento e quindi i costi dell'infrastruttura.

Le attuali tariffe per l'utilizzazione della rete riflettono solo in misura limitata le strutture dei costi effettivi, poiché danno un peso maggiore all'energia elettrica (kWh, lavoro) prelevata dalla rete rispetto alla potenza effettivamente richiesta o allacciata (kW). Secondo il vigente diritto sancito nelle ordinanze, al livello di rete 7 più basso (bassa tensione), al quale sono allacciati i piccoli consumatori finali (economie domestiche, ecc.), le tariffe per l'utilizzazione della rete devono presentare in linea di principio una quota di lavoro almeno del 70 per cento.

Il progetto posto in consultazione conteneva una proposta concreta per migliorare la riflessività dei costi delle strutture tariffarie. Al contrario, il presente progetto non contiene più una formulazione concreta delle tariffe di rete, ma si limita a sancire due principi tariffari complementari – fermo restando che la riflessività dei costi rimane un principio importante. In primo luogo, le tariffe di utilizzazione della rete devono poter essere più dinamiche rispetto a oggi (specialmente le tariffe a tempo variabile). Invece di strutture «semplici», ora sono richieste strutture «comprensibili». In secondo luogo, è previsto un nuovo principio tariffario, secondo il quale i clienti con consumo proprio e i raggruppamenti ai fini del consumo proprio non possono essere discriminati.

In base ai principi di tariffazione previsti per legge, il nostro Consiglio dispone di un ampio margine di manovra per specificare le prescrizioni tariffarie, il che è particolarmente rilevante per il livello di rete 7. Affinché i costi siano maggiormente basati sul principio di causalità e si favorisca in tal modo il dimensionamento efficiente dell'infrastruttura a lungo termine, è opportuno concedere ai gestori di rete maggiori libertà nella fissazione delle tariffe, soprattutto nel caso dei consumatori finali che dispongono di sistemi di misurazione della potenza (p. es. *smart meter*). Ad esempio, nell'ottica dell'economia di rete, si dovrebbe specificare nell'ordinanza, analogamente al progetto posto in consultazione, l'ammissibilità anche nella tariffa di base di una componente di potenza più elevata (fr./kW) o di componenti di base più elevate (fr./raccordo). Con la prevista diffusione dell'infrastruttura *smart meter*, entro il 2027 almeno l'80 per cento dei consumatori finali sarà in grado di misurare il proprio prelievo di potenza effettivo e l'andamento del consumo nel tempo. Questo permetterà di implementare modelli di utilizzazione della rete basati sulla potenza e molto più dinamici.

Le possibili modifiche dovranno tenere conto nello specifico delle soluzioni basate sul consumo proprio. In presenza di componenti di lavoro elevate grazie al minore prelievo dalla rete (che rappresenta una conseguenza del consumo proprio), in generale queste soluzioni approfittano maggiormente di risparmi sui corrispettivi per l'utilizzazione della rete, ma a scapito degli altri utenti di rete nel comprensorio. Pertanto, al fine di assicurare un maggiore rispetto del principio di causalità, è opportuno ammettere componenti di potenza e/o di base superiori anche per i clienti con consumo proprio. D'altro canto bisogna evitare in ogni modo la discriminazione delle soluzioni basate sul consumo proprio (p. es. attraverso speciali percentuali di potenza elevate per il corrispondente gruppo di clienti) e a tal fine viene introdotto il nuovo principio tariffario.

I miglioramenti delle tariffe di rete sono compatibili con la regolazione della flessibilità. Se sono strutturate in modo da riflettere i costi, le tariffe dinamiche possono essere combinate con la regolazione della flessibilità che concretamente mira a provvedimenti «curativi», ossia volti a prevenire o eliminare le congestioni nella rete.

Anche alcuni recenti interventi parlamentari chiedono una modifica delle tariffe di rete. Ad esempio la mozione 19.4162 «Strategia energetica 2050. Maggiore libertà d'intervento per le strutture decentralizzate» presentata dal consigliere nazionale Jürg Grossen (sinora non ancora trattata dalla Camera), chiede un adeguamento della regolamentazione di rete alle esigenze delle nuove strutture del sistema elettrico. Così facendo il prezzo per l'utilizzazione della rete elettrica rispecchia in modo adeguato il carico della rete (riflessività dei costi); inoltre, i gestori di rete e gli utenti possono partecipare più attivamente alla definizione dei prezzi. I principi tariffari complementari presentati nel progetto sono compatibili con un ulteriore sviluppo futuro del sistema di tariffazione della rete e non lo pregiudicano in alcun modo.

#### *Traslazione dei costi di rete tra i livelli di rete*

I costi di rete (esclusi i costi computati individualmente, in particolare i costi di ricordo) vengono traslati attraverso i livelli di rete (da 1 a 7), ossia trasferiti dall'alto verso il basso, nel rispetto del principio del punto di prelievo nella tariffazione di rete. La traslazione è effettuata secondo quote di potenza e di lavoro. Al livello di rete superiore è applicato anche un prezzo di base. Questi costi rappresentano la base delle tariffe per i consumatori finali. In questo sistema di traslazione dei costi di rete attraverso i singoli livelli di rete (sino ai consumatori finali) sono necessarie alcune modifiche. L'obiettivo consiste in una maggiore equità dei costi, tenendo maggiormente conto degli elementi di potenza e della direzione dei flussi di carico, che si modificano con l'aumento della produzione decentralizzata.

La traslazione dei costi di trasporto (livello di rete 1) nella rete di distribuzione (livelli di rete 2–7) non deve più essere ripartita in 30 per cento di tariffa di lavoro, 60 per cento di tariffa di potenza e 10 per cento di tariffa di base, bensì in 10 per cento di tariffa di lavoro e 90 per cento di tariffa di potenza. Questa nuova ripartizione si applica anche alla traslazione dei costi della rete di distribuzione tra i livelli di rete e sostituisce la precedente costituita da 30 per cento di tariffa di lavoro e 70 per cento di tariffa di potenza.

Inoltre deve essere modificato il calcolo dei valori di energia nella rete di distribuzione (rilevante per la componente di lavoro nella tariffa) determinanti ai fini della traslazione dei costi. Per tenere conto della crescente immissione decentralizzata di energia elettrica e della conseguente modifica dei flussi di elettricità tra i livelli di rete, invece del principio lordo si dovrà applicare il cosiddetto «principio dell'importo netto» che tiene maggiormente in considerazione i flussi di energia effettivi. Applicando il principio dell'importo netto non si potrà più desumere dal «consumo di un livello di rete» l'«energia in esso affluita». Nel quadro della traslazione dei costi, i livelli di rete inferiori vengono sgravati qualora l'energia elettrica non sia prelevata dal livello superiore, bensì immessa direttamente dallo stesso livello di rete, per esempio attraverso gli impianti fotovoltaici. Inoltre grazie al principio dell'importo netto vengono considerati anche i flussi di energia «dal basso verso l'alto». L'onere generato da tali reim-

missioni di energia per il livello di rete superiore viene addossato in modo corrispondente al livello di rete inferiore. Così facendo il principio del punto di prelievo non subisce modifiche (art. 14 cpv. 2 LAEl).

L'UFE illustrerà gli effetti delle modifiche delle prescrizioni sull'imputazione dei costi di rete nel quadro del suo rapporto periodico all'indirizzo del Consiglio federale (art. 27 cpv. 3 OAEI).

#### *Chiarimento del termine «consumatore finale» in relazione agli impianti di stoccaggio*

Attualmente non è considerato consumatore finale chi preleva elettricità per il fabbisogno proprio di una centrale o per il funzionamento delle pompe nelle centrali di pompaggio. Le deroghe esistenti restano invariate, ma ora viene chiarito che i gestori di impianti di stoccaggio, fatta eccezione per le centrali di pompaggio, sono considerati consumatori finali. Anche questa novità poggia sul principio del punto di prelievo: chi preleva elettricità dalla rete a fini di stoccaggio, per tale prelievo è considerato un consumatore finale, sempre che non utilizzi l'elettricità prelevata per il funzionamento di pompe nelle centrali di pompaggio.

#### *Scambio d'acqua nelle centrali di pompaggio*

Con la revisione si disciplina in modo più appropriato un caso particolare dell'interazione fra la rete a 50 Hz disciplinata dalla LAEl e la rete di corrente di trazione a 16,7 Hz gestita dalle imprese ferroviarie svizzere. Ora viene sancita un'eccezione anche per il cosiddetto scambio d'acqua negli impianti idroelettrici con produzione mista a 50 Hz e a 16,7 Hz. Si ricorre allo scambio d'acqua quando fra due partner della centrale uno intende pompare e l'altro contemporaneamente produrre (turbinare). Il prelievo di energia elettrica dalla rete a 50 Hz connesso a uno scambio d'acqua non è più considerato come consumo finale. Così facendo, in questo caso le centrali di pompaggio miste sono equiparate alle centrali alimentate esclusivamente mediante la rete a 50 Hz.

#### *Contributi ai costi di rete*

Se, per il raccordo di un consumatore finale o in caso di aumento della potenza in un punto di raccordo esistente, i gestori della rete di distribuzione richiedono contributi per eventuali potenziamenti della rete (contributi ai costi di rete), essi saranno ora soggetti a un obbligo di pubblicazione. Tale obbligo permette di ottenere informazioni sulle modalità di conteggio e una migliore comparazione dei costi, favorendo in tal modo la centralità del cliente.

### **3.1.11 Regolazione Sunshine (LAEl)**

Dalle analisi della ElCom relative all'introduzione della regolazione Sunshine (confronto pubblico delle prestazioni e dei costi dei gestori di rete, sinora pubblicato solo in forma aggregata) emerge un'elevata dispersione dei costi dei gestori delle reti di distribuzione, la quale non è riconducibile alle diverse dimensioni aziendali, quanto presumibilmente a rilevanti inefficienze. Ad esempio vi sono casi di elevati costi

d'esercizio, correlati a elevati costi di capitale, a cui non corrisponde una maggiore qualità.

Nel quadro della cosiddetta regolazione Sunshine la ElCom effettuerà confronti globali dei gestori della rete di distribuzione nel proprio ambito di regolazione ai sensi dell'articolo 22 capoversi 1 e 2 LAEl e metterà a disposizione della collettività i risultati sul proprio sito web. Si crea in tal modo maggiore trasparenza e vengono inoltre creati lievi incentivi volti ad aumentare l'efficienza. La regolazione Sunshine non sostituisce, bensì integra le procedure di verifica delle tariffe.

Da anni la ElCom sta sperimentando questa estensione della prassi di regolazione basata sui costi, ma per poter presentare i risultati all'opinione pubblica necessita di una base legale. Attualmente questi confronti sono disponibili solo per i gestori di rete, mentre il pubblico non può accedere a informazioni trasparenti sulla redditività della distribuzione di energia elettrica, il che scoraggia il cambiamento.

Nell'applicazione dello strumento di trasparenza «Sunshine» la ElCom applica un approccio pluridimensionale, che comprende soprattutto tariffe e costi adeguati, la qualità dell'approvvigionamento e dei servizi nonché l'adempimento di obblighi di comunicazione e pubblicazione. La ElCom decide la struttura concreta dei confronti.

Gli investimenti nelle reti intelligenti sono imputati prevalentemente ai costi d'esercizio e non ai costi di capitale. Diversamente dai costi di capitale, sui costi d'esercizio non viene pagato il WACC (*weighted average cost of capital*, il tasso di costo medio del capitale). Di conseguenza nell'attuale sistema di regolazione i gestori di rete sono poco incentivati a investire nelle reti intelligenti. Per introdurre comunque incentivi per tali investimenti, la ElCom deve anche presentare un confronto che illustri gli investimenti nelle reti intelligenti. Questo indicatore integra gli altri indicatori relativi ai costi di rete. Infine viene creato un indicatore per i servizi di misurazione, sempre che non esista un diritto di opzione.

Se non si raggiungerà un sufficiente aumento dell'efficienza nel settore delle reti con relative ripercussioni sui costi di rete, il nostro Consiglio sottoporà al Parlamento un disegno di legge per l'introduzione di una regolazione mediante incentivi. L'UFE verificherà ogni quattro anni l'andamento dei costi di rete in regime di regolazione Sunshine.

### 3.1.12 **Sandbox regolatoria (LAEl)**

In un settore altamente tecnologico e nel contempo regolato come quello elettrico, le condizioni quadro legali possono rapidamente mostrare i propri limiti quando si tratta di sostenere le innovazioni o sfruttare il potenziale della digitalizzazione. Infatti questi nuovi approcci e potenziali difficilmente sono prevedibili al momento dell'elaborazione di nuove misure legislative.

In merito alla legislazione sperimentale nel diritto in materia di approvvigionamento elettrico viene introdotta una nuova base legale, una cosiddetta «sandbox regolatoria». Questa disposizione mira a sostenere e promuovere le innovazioni nel settore dell'approvvigionamento elettrico e l'ulteriore sviluppo della legislazione in materia. In alcuni casi l'effetto delle modifiche delle disposizioni legali è difficilmente stimabile.

Il nuovo strumento della «sandbox regolatoria» introdotto con questa disposizione consente, nell'ambito di progetti pilota a tempo determinato, di fare esperienze in un settore delimitato sotto il profilo materiale e geografico mediante norme che differiscono dal diritto vigente. Sulla base di queste esperienze si potrà infine valutare se e in che modo modificare la legislazione in materia di approvvigionamento elettrico. Questi progetti pilota non sono direttamente connessi ai progetti pilota e di dimostrazione secondo l'articolo 49 LEn che, esattamente come altri tipi di progetti, possono beneficiare di questo nuovo strumento. L'ordinanza deve prevedere un coordinamento delle relative procedure di autorizzazione.

### **3.1.13                    Ulteriori misure connesse alla sicurezza di approvvigionamento e all'esercizio sicuro delle reti elettriche (LAEI)**

#### *Rilevamento e trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione*

Per poter svolgere determinati compiti pubblici di sorveglianza e monitoraggio servono i dati relativi ai bacini di accumulazione svizzeri, in particolare agli attuali livelli dell'acqua e al contenuto energetico dei bacini. Attualmente questi dati vengono trasmessi manualmente con cadenza settimanale all'UFE, che li elabora come dati statistici. Previo consenso dei gestori delle centrali, i dati dei singoli bacini di accumulazione sono trasmessi ai rispettivi uffici federali, che ne hanno bisogno per svolgere i propri compiti, ad esempio per la protezione delle acque o la sicurezza delle dighe. Inoltre l'UFE pubblica un rapporto settimanale del grado di riempimento dei bacini di accumulazione, aggregato a livello regionale.

In futuro, la trasmissione dei dati sarà effettuata centralmente attraverso un sistema automatizzato: i dati saranno disponibili elettronicamente nella risoluzione temporale e geografica necessaria. In questo modo, i dati potranno essere aggiornati quotidianamente anziché settimanalmente e, se necessario, resi disponibili tempestivamente, ad esempio per prelevare la riserva di energia o gestire le centrali in caso di carenza di elettricità.

#### *Assunzione dei costi per il rilevamento dei dati relativi ai bacini di accumulazione e provvedimenti dell'approvvigionamento economico del Paese*

Il sistema di rilevamento e trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione, come pure le misure adottate dal settore elettrico per garantire l'approvvigionamento in caso di penuria di elettricità, servono a mantenere un approvvigionamento elettrico sicuro in tutto il Paese. Pertanto, quale requisito per un esercizio sicuro della rete, queste attività devono essere finanziate attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete di trasporto. In tal modo, grazie al meccanismo della traslazione, i costi sono sostenuti da tutti i clienti finali svizzeri, ossia dai beneficiari di un approvvigionamento sicuro.

### *Provvedimenti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete*

I gestori di rete possono adempiere pienamente il compito di garantire un esercizio sicuro della rete (art. 8 cpv. 1 lett. a LAEl; cfr. messaggio del 3 dicembre 2004<sup>26</sup> concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico) solamente con il sostegno di altri operatori. Ad esempio, per evitare problemi, in una rete elettrica dev'essere sempre mantenuto l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Gli obblighi dei gestori di rete di sostenere l'attuazione di provvedimenti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete e di seguire determinate istruzioni in caso di minaccia dell'esercizio sicuro della rete di trasporto sono ora espressamente sanciti per legge.

Le minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto vengono affrontate da Swissgrid con i necessari provvedimenti. Poiché tali minacce sono nel contempo anche minacce al sistema globale, i costi di questi provvedimenti possono essere traslati a tutta la collettività svizzera. Swissgrid deve preparare in modo unitario a livello contrattuale i provvedimenti necessari a prevenire o eliminare una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto d'intesa con adeguati soggetti allacciati alla rete di trasporto. Qualora tale intesa non sia raggiunta, la ElCom può decidere la conclusione del contratto stabilendone il contenuto minimo. In caso d'emergenza, ovvero qualora vi sia un grave e imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete di trasporto, Swissgrid può e deve ordinare in via eccezionale questi provvedimenti unilateralmente, nel caso in cui non siano stati predisposti contrattualmente, in violazione del relativo obbligo. La disposizione di detti provvedimenti viene immediatamente notificata dalla ElCom. Infine Swissgrid adotta provvedimenti sostitutivi qualora un provvedimento non sia applicato come stabilito o ordinato. I costi supplementari provocati dalla mancata applicazione del provvedimento sono a carico dei soggetti negligenti.

### **3.1.14 Ottimizzazioni nella LAEl**

#### *ElCom*

Con l'introduzione delle novità illustrate, alla ElCom sono assegnati compiti e competenze supplementari, come la sorveglianza sui casi di abuso nell'approvvigionamento sostitutivo e nell'utilizzazione della flessibilità. In relazione alla minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto e alla riserva di energia, se necessario essa interviene avvalendosi della sovranità. La ElCom stabilisce annualmente i valori di riferimento della riserva di energia.

Vi sono poi modifiche riguardanti la ElCom stessa. Il suo ruolo di autorità regolatrice è rafforzato grazie all'attribuzione per legge del diritto di ricorso: essa può impugnare davanti al Tribunale federale sentenze del Tribunale amministrativo federale nelle quali non è stata confermata una sua precedente decisione. Questo diritto di ricorso è in parte attribuito anche ad altre autorità simili. Parallelamente a questo viene mantenuto il diritto di ricorso del DATEC. Viene infine eliminato il diritto della ElCom di

<sup>26</sup> FF 2005 1447, in particolare 1499.

emanare istruzioni nei confronti dell'UFE, mai applicato, che costituisce uno strumento estraneo al sistema.

### *Garanzia della maggioranza svizzera di Swissgrid*

Secondo l'articolo 18 LAEL, Swissgrid è una società anonima di diritto privato (SA). Il suo capitale e i diritti di voto devono *appartenere* in maggioranza, direttamente o indirettamente, ai Cantoni e ai Comuni («maggioranza svizzera»). Questa soluzione è il risultato di una lunga e intensa attività del Parlamento. Altre varianti, ad esempio un ente di diritto pubblico oppure una partecipazione diretta dei Cantoni, sono state rifiutate. In questo modo diverse aziende di approvvigionamento energetico (AAE) appartenenti ai Cantoni e ai Comuni sono entrate a far parte dell'azionariato di Swissgrid.

I Cantoni, i Comuni e le AAE a maggioranza svizzera hanno per legge un diritto di prelazione sulle azioni di Swissgrid. Questi diritti di prelazione costituiscono l'unico strumento legale per garantire il principio della maggioranza. Secondo la LAEL spetta a Swissgrid garantire tale principio. Nel 2015 la società nazionale di rete ha dato un notevole contributo in tal senso creando una categoria di azioni che possono essere detenute solamente dai Cantoni, dai Comuni e dalle aziende da questi controllate. Manca tuttora uno strumento per i casi in cui la quota di maggioranza cantonale o comunale sia detenuta *in modo indiretto*. Per affrontare questa problematica esistente da tempo, occorre intervenire sul piano legislativo. Anche le Commissioni dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia di entrambe le Camere erano intervenute in merito, sospendendo poi il relativo progetto<sup>27</sup> nella speranza che il nostro Consiglio avanzasse una proposta nella presente revisione della LAEL, come è effettivamente avvenuto.

Viene qui proposto un modello a due livelli. In primo luogo i diritti di prelazione sono resi più efficaci in vista di una migliore garanzia della maggioranza svizzera. A tal fine viene stabilito, tra le altre cose, un ordine degli aventi diritto di prelazione: 1) Cantoni, 2) Comuni e 3) AAE svizzere. In secondo luogo – come strumento complementare e sussidiario, viene creata la base per una sospensione del diritto di voto: qualora il principio della maggioranza sancito dalla LAEL non fosse più rispettato, verrebbero sospesi i diritti di voto degli azionisti non controllati in conformità di tale principio. Il Parlamento inoltre sta elaborando un progetto<sup>28</sup> che limiterebbe fortemente la vendita di quote di Swissgrid all'estero; in base al relativo esito la sospensione del diritto di voto proposta potrebbe risultare obsoleta.

Inoltre si propone una maggiore indipendenza a livello personale: non solo la maggioranza, ma tutti i membri della direzione e del consiglio di amministrazione devono essere indipendenti dal settore dell'energia elettrica. Infine per il consiglio di amministrazione deve essere previsto uno strumento simile alla sospensione del diritto di voto nell'assemblea generale.

<sup>27</sup> Iniziativa parlamentare «Energia di compensazione. Obbligo di assumere i costi per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro» (13.467), disegno 2.

<sup>28</sup> Iniziativa parlamentare «Assoggettare le infrastrutture strategiche dell'economia energetica alla lex Koller» (16.498).

### *Assistenza amministrativa e trasmissione dei dati tra la ElCom e l'UFE*

Al fine di evitare acquisizioni doppie dei dati, fatte salve disposizioni contrarie la ElCom e l'UFE si garantiscono reciprocamente l'accesso ai rispettivi dati acquisiti al fine di adempiere i propri compiti.

### *Prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS)*

In linea con la realtà delle cose e con l'intenzione del legislatore (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004<sup>29</sup> concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico) si afferma chiaramente che per principio è irrilevante stabilire che tipo di operatori possano offrire a Swissgrid le prestazioni di servizio relative al sistema. Piuttosto è determinante il fatto che il fornitore o il gruppo di fornitori rispetti i requisiti tecnici e operativi minimi per la rispettiva prestazione di servizio relativa al sistema, stabiliti da Swissgrid (le cosiddette condizioni di prequalifica). Quanto più ampia è la cerchia dei fornitori, tanto più è tendenzialmente elevata la liquidità nel mercato delle PSRS. Ciò aumenta la sicurezza di approvvigionamento e comporta prezzi d'acquisto più convenienti per Swissgrid. Tuttavia, al fine di rispettare gli obiettivi della Strategia energetica 2050, in particolare l'impiego efficiente dell'energia anche in relazione alla fornitura di PSRS, sul fronte del consumo Swissgrid deve dare la priorità alle offerte con un'utilizzazione efficiente dell'energia.

Inoltre si chiarisce il fatto che Swissgrid può acquistare le prestazioni di servizio relative al sistema oltre le zone di regolazione insieme a gestori delle reti di trasporto estere (GRT) attraverso i cosiddetti modelli GRT/GRT. I gestori della rete di trasporto partecipanti a tali modelli continuano ad acquistare le PSRS attraverso le rispettive gare pubbliche, tuttavia l'aggiudicazione avviene attraverso un processo di ottimizzazione centrale. Così facendo si riducono i costi di acquisto delle PSRS.

## **3.1.15 Ottimizzazioni nella LEne**

### *Maggiori possibilità di costituire un raggruppamento ai fini del consumo proprio*

I raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) potranno avere un punto di misurazione virtuale quale interfaccia alla rete. In tal modo non saranno più necessarie le installazioni complesse dovute alla presenza di un punto di misurazione fisico che l'attuale disposizione può comportare in fase di costituzione di un RCP.

Infine il Consiglio federale può consentire l'utilizzo di linee di raccordo per il consumo proprio. Le linee di raccordo costituiscono una parte della rete di distribuzione utilizzata individualmente e in linea di principio anche finanziata individualmente. La possibilità di utilizzare queste linee semplifica soprattutto l'attuazione del consumo proprio comune negli edifici esistenti in relazione a una misurazione virtuale, poiché evita gli interventi di trasformazione, talvolta onerosi, necessari per adempiere le vigenti disposizioni relative agli RCP.

<sup>29</sup> FF 2005 1447, in particolare 1496.

### *Informazioni su impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie*

Le informazioni relative al consumo, alle emissioni di CO<sub>2</sub> e alla categoria di efficienza energetica fornite nell'informazione ai clienti e nel punto vendita costituiscono un elemento di centrale importanza per un consumo energetico efficiente e a basse emissioni. Le modifiche previste consentono una maggiore flessibilità nella presentazione dei costi (in particolare del carburante e dell'elettricità) e dei risparmi. Nell'ottica dell'economia comportamentale tale presentazione è, in assoluto, lo strumento più efficace per influenzare il comportamento dei consumatori, inducendoli ad acquistare auto più efficienti. In linea di principio sarebbe interessante evidenziare il vantaggio economico anche per gli impianti e gli apparecchi. Poiché, tuttavia, a differenza dei veicoli, solitamente per gli impianti e apparecchi si utilizzano etichette identiche in tutta l'UE e pertanto in Svizzera il nostro Consiglio dovrebbe autorizzare deroghe al principio del «Cassis de Dijon» ai sensi della LOTC, nel caso degli impianti e degli apparecchi il vantaggio economico non verrà incluso. Inoltre queste modifiche creano maggiore libertà nella base di calcolo per la categoria di efficienza energetica e per la scelta delle informazioni supplementari. Attualmente il calcolo della categoria di efficienza energetica può basarsi unicamente sul consumo. Grazie alle modifiche proposte potrebbero essere considerati anche criteri supplementari o diversi. In futuro, inoltre, sull'etichetta potrebbero figurare anche altre informazioni – ad esempio le emissioni foniche, le emissioni di inquinanti atmosferici, i costi per la produzione e lo smaltimento del veicolo, ecc. L'UE prevede di creare le condizioni legali per registrare le emissioni di CO<sub>2</sub> dei veicoli durante l'intero ciclo di vita. Con la modifica proposta dell'articolo 44 LEn, questi dati potrebbero anche essere inclusi in un eventuale ulteriore sviluppo dell'etichetta energetica e messi a disposizione dell'industria automobilistica, che non dovrebbe così sostenere costi aggiuntivi per l'acquisizione e la trasmissione di tali informazioni.

Lo stesso vale per gli impianti e gli apparecchi prodotti in serie.

Queste modifiche rappresentano la base per tenere conto delle esigenze politiche e sociali (concernenti la produzione e lo smaltimento dei veicoli), delle summenzionate conoscenze dell'economia comportamentale e della normativa prevista dall'UE.

### *Produzione di energia e immissione in rete da parte delle unità amministrative della Confederazione*

Anche le superfici utili di proprietà dell'ente pubblico devono poter essere utilizzate per la produzione di energia rinnovabile. Ad esempio già ora è possibile affittare mediante gare pubbliche superfici sui tetti dove installare impianti fotovoltaici a privati, i quali producono così elettricità solare su mandato dell'amministrazione pubblica. Tuttavia questa non è sempre la soluzione ideale. Per ragioni tecniche di sicurezza non è opportuno condividere l'utilizzo di determinate infrastrutture con un privato. La revisione intende istituire la base legale per un'alternativa. In futuro le unità amministrative della Confederazione non solo potranno consumare sul luogo di produzione l'energia di rete autoprodotta, ma anche metterla a disposizione attraverso la rete pubblica ad altri centri di consumo federali. Per l'utilizzo della rete elettrica saranno dovuti il normale corrispettivo per l'utilizzazione della rete nonché le usuali tasse e prestazioni a enti pubblici. Per motivi di neutralità competitiva, in questo caso la

produzione di energia deve limitarsi in linea di principio al fabbisogno della Confederazione. Se risulta inevitabile una sovrapproduzione, questa può essere venduta sul libero mercato a prezzi di mercato. Le nuove disposizioni, rilevanti in particolare per il settore elettrico, valgono anche per tutti gli altri vettori energetici considerati ai fini dell'immissione in rete e quindi potrebbero essere rilevanti anche per i gas rinnovabili o il teleriscaldamento. Sono escluse da questa nuova norma le unità amministrative di Cantoni e Comuni, le quali a tal fine dovrebbero creare basi legali proprie.

### 3.2 Alternative esaminate

Di seguito sono esaminate alcune alternative concrete emerse nell'ambito della procedura di consultazione oppure nel quadro dei lavori preliminari e che, tuttavia, considerati i diversi svantaggi, sono state respinte.

#### *Promozione attraverso la remunerazione per l'immissione di energia elettrica anziché attraverso i contributi d'investimento*

Nel quadro della procedura di consultazione concernente la revisione della LEn alcuni partecipanti avevano proposto una promozione attraverso un «premio di mercato fluttuante», una sorta di remunerazione per l'immissione di elettricità corrispondente all'attuale RIC con commercializzazione diretta ma integrata con aste. L'immissione in rete di energia elettrica verrebbe remunerata per 15–25 anni, fino al 2060 circa, con un premio in aggiunta al prezzo di mercato della corrente. Così facendo i produttori di energia elettrica sarebbero pienamente tutelati contro il rischio di una diminuzione dei prezzi sul mercato elettrico.

In linea di principio sarebbe possibile mantenere l'attuale sistema di remunerazione per l'immissione di energia elettrica con commercializzazione diretta in alternativa ai contributi d'investimento. Questo strumento di promozione offrirebbe ai produttori un'elevata sicurezza d'investimento grazie ai ricavi garantiti per l'immissione di energia elettrica in rete. Inoltre se i prezzi di mercato si mantenessero ad un livello molto basso per un lungo periodo, la remunerazione per l'immissione di energia elettrica comporterebbe un maggiore potenziamento della produzione. In questa situazione estrema i contributi d'investimento risulterebbero redditizi per un numero inferiore di impianti.

Tuttavia anche un'elevata sicurezza d'investimento presenta un rovescio della medaglia. Da un lato, i rischi legati ai prezzi sono in gran parte addossati alla collettività, il che in linea di principio può tradursi in costi più elevati. Allo stesso tempo, i gestori degli impianti conseguono tutti i ricavi dai loro investimenti, a meno che non sia previsto un piano di rimborso. In secondo luogo, rispetto al sistema dei contributi d'investimento, nel Fondo per il supplemento rete si dovrebbero costituire delle riserve destinate alla remunerazione per l'immissione, al fine di tutelarsi dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato. Queste riserve vincolerebbero le sovvenzioni per un ammontare di almeno il 10 per cento del loro volume. Di conseguenza, i contingent di promozione dovrebbero essere ridotti di circa il 10 per cento, il che significherebbe ridurre la quantità di energia che potrebbe beneficiare della promozione. Inoltre, a causa della struttura più complessa della remunerazione per l'immissione di energia elettrica e delle

aste aumenterebbero i costi di sistema. Infine, a differenza dei contributi agli investimenti, un premio di immissione garantito incentiva meno l'immissione in rete in funzione del mercato (integrazione nel mercato).

Disponendo di risorse finanziarie limitate (tetto dei costi a 2,3 ct./kWh), con una simile remunerazione per l'immissione di energia elettrica gli obiettivi di incremento fissati sarebbero più difficilmente raggiungibili, poiché, rispetto ai contributi d'investimento, dovrebbero essere vincolate più risorse. Attraverso i contributi d'investimento invece si possono incrementare più chilowattora con le stesse risorse finanziarie.

Infine occorre considerare che, fatta eccezione per il fotovoltaico, in Svizzera il numero di progetti per un sistema competitivo di remunerazione per l'immissione mediante aste è insufficiente. Se non vi è un mercato liquido, i prezzi non possono essere definiti in modo concorrenziale. Di conseguenza la maggiore efficienza ottenuta grazie alle aste per i premi d'immissione andrebbe nuovamente persa, almeno parzialmente, come dimostrano le esperienze già fatte all'estero.

*Settore delle misurazioni: libertà di scelta forfetaria anziché su misura per adeguati segmenti di clienti*

Per quanto riguarda l'organizzazione del mercato delle misurazioni, sono state studiate diverse alternative per l'apertura completa del mercato rispetto alla proposta di apertura parziale. Nel caso di un'apertura del mercato delle misurazioni, va ricordato che l'installazione dei contatori intelligenti (*smart meter*) è già in corso (~1,5 mio di contatori installati all'inizio del 2020) e prosegue a ritmo sostenuto: si prevede infatti che costituiranno il 60–70 per cento di tutti i contatori entro il 2024–2025. L'interoperabilità dei dispositivi di misurazione intelligenti implementati è limitata e non può essere completamente realizzata senza costi aggiuntivi. Un riutilizzo di questi dispositivi da parte di fornitori terzi è piuttosto incerto. Quando i contatori attualmente installati saranno in gran parte ammortizzati, sarà più facile raggiungere una più ampia interoperabilità attraverso una maggiore standardizzazione nella sostituzione dei contatori o dopo il rollout. Allo stesso tempo, il potenziale di innovazione nelle prestazioni di servizi energetici (soprattutto innovazioni concernenti l'efficienza energetica e l'utilizzo della flessibilità) che trarrebbero vantaggio dall'apertura completa del mercato è considerevole, un aspetto questo che in futuro assumerà una rilevanza sempre maggiore. Da un'analisi costi/benefici emerge che la scelta del momento per l'apertura completa del mercato delle misurazioni influisce in modo significativo sul conseguente vantaggio economico. In considerazione di questi risultati, l'apertura parziale del mercato proposta nella consultazione è stata estesa a settori dei clienti finali per i quali l'accesso alle offerte innovative è maggiormente rilevante (apertura parziale del mercato «allargata»). Tuttavia, al momento attuale un'apertura completa di questo mercato viene respinta. I restanti segmenti di clienti nel monopolio dei gestori della rete di distribuzione devono essere tutelati attraverso il controllo dei costi e l'applicazione della regolazione Sunshine, in modo da poter correggere gli aumenti eccessivi dei prezzi. Inoltre, una modifica della OAEI in vigore dal 1° gennaio 2021 ha ottimizzato l'accesso ai dati di misurazione, il che lascia intravedere sin d'ora un maggiore dinamismo del mercato dei servizi energetici, seppur non di tutti i nuovi tipi.

### *Maggioranza svizzera di Swissgrid*

Sono state esaminate alternative anche per quanto concerne le misure illustrate nel numero 3.1.14 volte a garantire la maggioranza svizzera di Swissgrid che, tuttavia, per ragioni di proporzionalità non sono state accolte. Ad esempio, si sarebbe potuto assoggettare a un obbligo di notifica e di autorizzazione le transazioni azionarie rilevanti, ma questa scelta sarebbe risultata efficace solo se fossero stati inclusi anche i rapporti di partecipazione indiretti, ossia l'azionariato di Swissgrid. Interventi così incisivi in sfere non disciplinate dalla LAEl sarebbero difficilmente giustificabili. Si rinuncia inoltre alla sospensione di altri diritti degli azionisti oltre a quelli di voto, ad esempio il diritto ai dividendi. Per quanto riguarda il diritto di prelazione, è stata respinta la proposta di ridurre il gruppo di beneficiari, ad esempio agli azionisti esistenti, come previsto dagli attuali statuti. Questa soluzione sarebbe in contraddizione con la volontà di rendere Swissgrid maggiormente indipendente dal settore elettrico.

### *Governance di Pronovo*

La Pronovo AG gestisce, su mandato della Confederazione, i programmi d'incentivazione per le energie rinnovabili. Nel quadro della procedura di consultazione sulla revisione della LEne, il nostro Consiglio ha analizzato la governance della Pronovo AG e, in vista del messaggio, ha prospettato una corrispondente verifica, che tuttavia richiede più tempo del previsto. Per questo motivo, nel presente messaggio non saranno apportati adeguamenti alla governance e alla responsabilità di Pronovo.

## **3.3 Compatibilità tra i compiti e le finanze**

Se consideriamo gli elevati costi macroeconomici che possono insorgere a causa di una potenziale scarsa sicurezza di approvvigionamento, è giustificato considerare un incentivo agli investimenti finanziato mediante le tasse per un approvvigionamento elettrico sicuro. Questo vale sia per gli strumenti di promozione secondo la LEne sia per il sostegno all'incremento della produzione di energia disponibile in inverno: entrambe le misure rafforzano la sicurezza di approvvigionamento. Anche la prevista riserva di energia dovrebbe essere considerata come un'assicurazione supplementare per garantire l'approvvigionamento elettrico della Svizzera. Finanziare tale strumento mediante la traslazione sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete rappresenta un costo aggiuntivo molto contenuto per i consumatori di energia elettrica, che in ultima analisi beneficiano di un vantaggioso rapporto costi/benefici.

## **3.4 Questioni relative all'attuazione del progetto**

Nel diritto in materia di approvvigionamento elettrico assume un ruolo essenziale il principio di sussidiarietà. L'articolo 3 capoverso 1 LAEl stabilisce che nell'attuazione della legge la Confederazione collabora in particolare con le organizzazioni economiche. Questo principio verrà mantenuto anche con l'attuazione del presente progetto. Se necessario il nostro Consiglio emanerà disposizioni d'esecuzione oppure – nel caso

di norme di natura specificatamente tecnica o amministrativa – ne delegherà l’emanazione fino al livello di ufficio federale (art. 30 cpv. 3 LAEl). Al settore elettrico dev’essere lasciato il margine di manovra necessario per adempiere i suoi compiti. Dal canto suo, esso è tenuto a elaborare, nel quadro attuale, proposte e concetti per l’attuazione della LAEl accettati a livello generale.

Gli strumenti a sostegno del potenziamento delle energie rinnovabili sono attuati da una parte dall’UFE (cfr. al riguardo n. 6.1 e 6.2) e dall’altra dall’organo di esecuzione di cui all’articolo 64 LEn. I costi di esecuzione possono essere finanziati attraverso il supplemento rete o il supplemento riscosso ai sensi dell’articolo 9<sup>bis</sup> LAEl.

## **4                                      Commento ai singoli articoli**

### **4.1                                    Legge sull’energia (LEne)**

*Art. 2*                                Obiettivi di incremento della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili

L’articolo prevede obiettivi vincolanti da raggiungere entro il 2035 e il 2050 per l’incremento della produzione di energia elettrica a partire dalle energie rinnovabili (cpv. 1) e la produzione negli impianti idroelettrici (cpv. 2). Se si prospetta che questi valori non possono essere raggiunti, il Consiglio federale proporrà al Parlamento misure supplementari secondo l’articolo 55.

*Art. 3*                                Obiettivi di consumo

La legge sancisce obiettivi di consumo e non più valori indicativi di consumo. Gli obiettivi per il 2035 corrispondono a quelli della precedente normativa, a cui si aggiungono obiettivi di consumo di energia ed elettricità da raggiungere entro il 2050 (cfr. n. 3.1.2).

*Art. 13 cpv. 1 lett. a*

A seguito della modifica nell’articolo 3, ai fini dell’incremento della produzione si parla di obiettivi di incremento e non più di valori indicativi.

*Art. 15 cpv. 3 e 4*

Poiché le tariffe del servizio universale in un mercato completamente aperto devono corrispondere ai prezzi di mercato di prodotti elettrici comparabili per l’anno in questione (cfr. art. 6 cpv. 3 LAEl), anche la remunerazione dell’elettricità secondo l’articolo 15 *capoverso* 3 deve basarsi sui prezzi di mercato. Se fosse prevista una remunerazione più alta, i gestori di rete sarebbero inevitabilmente esposti a perdite sistematiche. L’attuale disposizione secondo cui la remunerazione dell’elettricità prodotta negli impianti di cogenerazione fossili e parzialmente fossili si basa sul prezzo di mercato al momento dell’immissione in rete è quindi estesa anche all’elettricità prodotta a partire dalle energie rinnovabili. Come per l’elettricità prodotta negli im-

pianti di cogenerazione registrati, anche per l'elettricità prodotta mediante energie rinnovabili devono essere determinanti i prezzi orari sul mercato spot (day-ahead) per l'area di mercato Svizzera (cfr. art. 12 cpv. 2 dell'ordinanza del 1° novembre 2017<sup>30</sup> sull'energia [OEn]). A parte questo non cambia nient'altro. In particolare, la disposizione sull'importo della remunerazione si applica solo in via sussidiaria se le parti non riescono a raggiungere un accordo. Inoltre, l'obbligo di ritiro e di remunerazione continua a incombere al gestore della rete di distribuzione locale, a prescindere dal fatto che un prosumer abbia esercitato o meno il proprio diritto di accesso alla rete. Per gli impianti fotovoltaici si considera l'articolo 75b.

Anziché adeguare il rimando nel capoverso 4 a seguito delle nuove disposizioni concernenti i contributi d'investimento, si introduce solamente l'eccezione costituita dall'obbligo di ritiro e di remunerazione e non si esplicita che l'obbligo vale anche per gli impianti che hanno beneficiato di una remunerazione unica o di un contributo d'investimento.

#### *Art. 16 cpv. 1, quarto periodo, e 2*

Il fatto che la rete di distribuzione non possa essere utilizzata per il consumo proprio è un elemento del concetto stesso di consumo proprio. Grazie all'iniziativa parlamentare 12.400 è stato disciplinato per la prima volta in modo esplicito il consumo proprio: il legislatore ha stabilito che questo non sussiste più se la rete del gestore di rete è utilizzata tra l'impianto di produzione e il consumo<sup>31</sup>.

Secondo il *capoverso 1 quarto periodo*, il Consiglio federale potrà consentire l'uso ai fini del consumo proprio anche delle linee di raccordo. Così facendo l'elettricità autoprodotta è considerata come consumata nel luogo di produzione anche se, ad esempio, è fornita ai membri di un RCP attraverso le linee di raccordo. Questo non modifica i ruoli e le responsabilità secondo la legislazione in materia di energia elettrica, tuttavia permette di evitare la costruzione di costose linee parallele negli edifici esistenti e di ridurre gli svantaggi rispetto agli edifici nuovi. Poiché le linee di raccordo fanno parte della rete di distribuzione del gestore di rete (cfr. art. 2 cpv. 2 dell'ordinanza del 7 novembre 2001<sup>32</sup> concernente gli impianti elettrici a bassa tensione, OIBT), considerata l'iniziativa parlamentare 12.400 la legge assegna in modo esplicito la competenza al Consiglio federale.

L'utilizzo delle linee di raccordo va considerato nel contesto del chiarimento dell'articolo 18 capoverso 1, secondo cui gli RCP possono utilizzare un punto di misurazione virtuale come interfaccia alla rete. In questo punto si determina quale parte del consumo di elettricità di un RCP è considerata prelievo di rete e quale consumo proprio. Poiché verso l'esterno l'RCP continua a essere trattato come un consumatore finale unico (cfr. commento all'art. 18 cpv. 1), anche nel caso della misurazione del consumo proprio non va pagato alcun corrispettivo per l'utilizzazione della rete: si tratta infatti di un processo interno all'RCP e non di un prelievo ai sensi della LAEl. Ciò è coerente con il fatto che, in linea di principio, le linee di raccordo dovrebbero essere pagate

<sup>30</sup> RS 730.01

<sup>31</sup> FF 2013 1467, in particolare 1475.

<sup>32</sup> RS 734.27

individualmente dagli utenti allacciati alla rete<sup>33</sup>; in questo caso non verrebbe utilizzata alcuna infrastruttura finanziata dai consumatori finali attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete (cfr. art. 14 cpv. 3<sup>bis</sup> LAEl). Tenendo conto di questi principi, il Consiglio federale dovrà decidere in particolare se assoggettare a questa norma tutte le linee di raccordo o soltanto quelle effettivamente pagate individualmente. Nel primo caso, a prescindere dal tipo di finanziamento, non sarà applicato alcun corrispettivo per l'utilizzazione della rete sulla parte di consumo proprio (nessun prelievo). Inoltre bisogna evitare un indebolimento dell'elemento «luogo di produzione». Tuttavia, il permesso di utilizzare le linee di raccordo dovrebbe comprendere almeno i casi in cui, da un punto di vista tecnico, vengono utilizzate anche le parti più piccole della «rete pubblica di distribuzione» finanziata attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, come gli impianti di protezione. Può essere il caso, ad esempio, di un punto di collegamento alla rete di distribuzione in cui diverse linee di raccordo si diramano verso i singoli partecipanti all'RCP. Anche in questo caso, non sussiste un prelievo ai sensi della LAEl.

La presente revisione non riguarda la questione della struttura delle tariffe per l'utilizzazione della rete. Se la vicinanza geografica tra produzione e consumo simultanei dovrà riflettersi sui costi per l'utilizzazione della rete (le cosiddette tariffe locali per l'utilizzazione della rete), il che implica un utilizzo della rete di distribuzione oltre le linee di raccordo, dovrebbero essere adeguati nella LAEl i principi di tariffazione della rete. Ciò richiederebbe chiarimenti approfonditi e un'attenta considerazione degli interessi in gioco, al fine di garantire una distribuzione dei costi di rete secondo il principio di causalità.

Viste le nuove disposizioni sui contributi d'investimento, il rimando nel capoverso 2 deve essere adeguato.

*Art. 17 cpv. 1, primo periodo, 2, 3, 3<sup>bis</sup> e 4, secondo periodo*

La modifica del *capoverso 1* è legata al chiarimento dell'articolo 18 capoverso 1, secondo cui agli RCP non è imposto un unico punto di misurazione (fisico). Pertanto è più opportuno parlare di linea di allacciamento del raggruppamento che non del punto di misurazione.

Le modifiche del *capoverso 2* sono motivate dall'apertura completa del mercato. Nel diritto vigente i consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh per centro di consumo non hanno diritto di accesso alla rete e l'unica loro scelta è il servizio universale. Se ora tra il (precedente) consumatore finale e il fornitore del servizio universale si inserisce il proprietario fondiario, per analogia quest'ultimo avrà gli obblighi del servizio universale nei confronti dei partecipanti all'RCP. Dal punto di vista concettuale ciò non ha più senso in un mercato completamente aperto. Il servizio universale non è più una scelta obbligata, bensì un «porto sicuro» in cui il consumatore finale con un consumo annuo inferiore a 100 MWh per centro di consumo può rimanere o ritornare in qualsiasi momento. Il servizio universale è fornito unicamente dal gestore di rete locale (art. 6 cpv. 1 LAEl): in un mercato completamente aperto il proprietario fondiario va considerato come un «normale fornitore», da cui i locatari o gli

<sup>33</sup> FF 2005 1447, in particolare 1455.

affittuari possono rifornirsi se lo desiderano. D'altro canto il proprietario fondiario, sempre nel suo ruolo di fornitore, è libero di stabilire i prezzi e non deve essere vincolato alle disposizioni dell'articolo 6 LAEL. Per questa ragione sono cancellati i passaggi relativi all'obbligo del proprietario fondiario di fornire, per analogia, il servizio universale. Inoltre il *primo periodo* sancisce che il proprietario fondiario può offrire un RCP nel luogo di produzione ai consumatori finali con i quali ha concluso un contratto di locazione o di affitto. La formulazione del diritto vigente secondo cui i proprietari fondiari possono «prevedere» un RCP, non è più adeguata in un mercato completamente aperto, in cui il proprietario fondiario è un «normale fornitore» e i partecipanti all'RCP mantengono i propri diritti di accesso al servizio universale e alla rete (art. 17 cpv. 3<sup>bis</sup>). Questa nuova condizione iniziale va considerata verso i locatari e gli affittuari, in particolare quando si introduce un RCP. Infine è mantenuto il *secondo periodo*, in base al quale i proprietari fondiari sono responsabili dell'approvvigionamento dei partecipanti all'RCP. Poiché questi ultimi, aderendo all'RCP, perdono il proprio ruolo di consumatori finali, spetta al proprietario fondiario soddisfare il fabbisogno non coperto mediante l'autoproduzione.

Secondo il vigente *capoverso 3* al momento dell'introduzione di un RCP un consumatore finale può scegliere il servizio universale; in un mercato completamente aperto questa libera scelta deve riguardare anche il fornitore. Questo secondo elemento è introdotto alla *lettera b*. Come qualsiasi altra scelta del fornitore, anche la partecipazione a un RCP deve essere frutto di una decisione consapevole (opt in). Se nel momento in cui cambia domicilio un locatario non esercita la possibilità di scelta del fornitore, al nuovo domicilio gli sarà automaticamente assegnato il servizio universale del gestore di rete.

L'affermazione principale nel terzo periodo del vigente *capoverso 3* secondo cui i (precedenti) consumatori finali conservano il proprio diritto di accesso alla rete, se loro spettante ai sensi della LAEL, è trasferita nel nuovo *capoverso 3<sup>bis</sup>* e integrata con il diritto di accesso al servizio universale. I consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh infatti hanno diritto non solo a cambiare liberamente il fornitore, ma anche a ritornare nel porto sicuro del servizio universale (art. 6 cpv. 1 LAEL). Ciò vale in particolare anche per gli RCP esistenti, la cui partecipazione è regolamentata da un contratto di locazione. Da ciò risulta che in un mercato completamente aperto i locatari e gli affittuari non solo possono decidere di aderire ad un RCP oppure rifornirsi dal fornitore del servizio universale o da un fornitore terzo, ma anche di abbandonare in qualsiasi momento l'RCP nel rispetto dei termini previsti dai processi di cambio (art. 13a LAEL). L'adesione a un RCP è particolarmente interessante per i locatari e gli affittuari che per l'elettricità oggetto del consumo proprio non pagano i costi per l'utilizzazione della rete; in tal modo vi è un maggiore margine di manovra nella definizione dei prezzi e inoltre si consuma energia elettrica rinnovabile e prodotta a livello locale. Nel momento in cui abbandona l'RCP, il partecipante torna ad essere un consumatore finale autonomo con una propria interfaccia alla rete; di conseguenza occorre garantire che il dispositivo di misurazione utilizzato rispetti le norme in materia di approvvigionamento elettrico. Naturalmente non è necessario un accordo fisico separato: la separazione è attuata dal punto di vista tecnico della misurazione, ossia il consumo del consumatore finale in questione è considerato come interamente prelevato dalla rete. Per quanto riguarda i costi la legge non prevede regole speciali per l'uscita da un RCP. In linea di principio quindi, a seconda del tipo di

lavori necessari, si applicano le norme generali concernenti gli allacciamenti alla rete, le installazioni elettriche e le misurazioni. Se necessario, il Consiglio federale può emanare pertinenti disposizioni (art. 18 cpv. 2 lett. a e b).

Nel *capoverso 4* è aggiunto l'avverbio «direttamente» che rende più chiaro l'orientamento generale della disposizione. Ovviamente i proprietari fondiari devono potere ammortizzare nel tempo i costi connessi all'introduzione dell'RCP: diversamente andrebbero incontro a delle perdite. Essi non possono addossare questi costi direttamente ai locatari o agli affittuari, ma possono includerli nel prezzo dell'energia elettrica interno. Inoltre tali costi possono riguardare prestazioni suppletive che risultano a prescindere dalla partecipazione a un RCP. Pertanto sono ipotizzabili anche eventuali traslazioni nell'ambito del diritto di locazione, non toccate dalla LEn.

#### *Art. 18, rubrica e cpv. 1*

La modifica principale del capoverso 1 riguarda l'interfaccia alla rete. Secondo il diritto vigente l'RCP, come un consumatore finale, dispone di un unico punto di misurazione. Su questo aspetto il legislatore è partito dal presupposto di un'unica linea di raccordo e di conseguenza di un unico punto di misurazione fisco, dietro al quale è allacciato l'RCP inteso come «struttura dietro la rete»<sup>34</sup>. Eliminando il passaggio sul punto di misurazione unico, risulta chiaro che l'interfaccia alla rete può essere costituita anche da un punto di misurazione virtuale, in cui i dispositivi di misurazione installati per i consumatori finali, in precedenza autonomi, sono utilizzabili non solo per la misurazione interna all'RCP, ma anche per determinare il prelievo di elettricità dalla rete dell'RCP. Una misurazione di questo tipo non modifica il concetto dell'RCP, che verso l'esterno rimane un'unità, ossia un consumatore finale unico e pertanto una «struttura dietro la rete» (cfr. commento all'art. 16 cpv. 1). Se si verifica uno scambio con la rete, i dispositivi di misurazione devono soddisfare le disposizioni del diritto in materia di approvvigionamento elettrico. Ora il capoverso 1 sintetizza soltanto ciò che rappresenta l'RCP nei confronti dell'esterno, ossia una comunità di consumo; deve essere trattato come un'unità, ossia come un consumatore finale unico. Nel rapporto verso l'esterno non esistono più i consumatori finali in precedenza autonomi: ciò vale sia per il gestore di rete sia per un eventuale fornitore terzo, per il gestore della stazione di misurazione o il fornitore dei servizi di misurazione. Il concetto di unità implica inoltre la nomina da parte di ogni RCP di un interlocutore che adempia a determinati obblighi di comunicazione verso l'esterno.

#### *Art. 18a* Immissione di energia da parte della Confederazione

Questa nuova disposizione permette alle unità amministrative della Confederazione di soddisfare il proprio fabbisogno di energia anche utilizzando le reti pubbliche attraverso l'autoproduzione. La nuova norma necessita di due osservazioni preliminari: innanzitutto non si applica alle unità dell'Amministrazione federale decentralizzata, per le quali devono essere create norme apposite nelle rispettive basi legali speciali. Inoltre l'attuazione dell'articolo 18a spetta alle unità amministrative a cui già ora

<sup>34</sup> Cfr. Boll. Uff. **2015** S 949

competono gli edifici e le infrastrutture federali, ossia secondo l'ordinanza del 5 dicembre 2008<sup>35</sup> sulla gestione immobiliare e la logistica della Confederazione i cosiddetti organi della costruzione e degli immobili (OCI). Questi comprendono l'Ufficio federale delle costruzioni e della logistica (UFCL) e l'Ufficio federale dell'armamento (armasuisse). Le infrastrutture nel settore delle strade nazionali rientrano inoltre nella competenza dell'Ufficio federale delle strade (USTRA) (art. 54 dell'ordinanza del 7 novembre 2007<sup>36</sup> sulle strade nazionali, OSN).

Secondo il *capoverso 1* in linea di principio la Confederazione può produrre solo la quantità di energia che può essere consumata dalle relative unità amministrative. In altre parole l'energia non può essere prodotta in modo mirato per la vendita sul mercato libero (cfr. art. 94 cpv. 1 e 4 Cost.<sup>37</sup>). Poiché non sono prevedibili con esattezza né il consumo né la produzione, talvolta può risultare un'eccedenza di produzione. La produzione di elettricità solare è soggetta in particolare a oscillazioni stagionali e orarie dovute alle condizioni meteorologiche. Questa energia eccedente, che non può essere consumata nel luogo di produzione né messa a disposizione di altri centri di consumo della Confederazione, può essere venduta sul libero mercato a prezzi di mercato. Al fine di limitare questa produzione eccedente, può essere opportuno raggruppare diverse unità amministrative in modo da combinare produzione e consumo. A tal fine nell'ambito dell'approvvigionamento elettrico si possono costituire propri gruppi o sottogruppi di bilancio (art. 4 cpv. 1 lett. e<sup>bis</sup> LAEl e art. 23 OAEI) attraverso i quali i corrispondenti punti di immissione e di prelievo della rete elettrica possono essere attribuiti alla stessa unità economica. Con l'apertura completa del mercato non esisteranno più ostacoli in questo senso e sarà possibile scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica anche nei centri di consumo più piccoli. Tuttavia per quanto riguarda i centri di consumo che rientrano nella competenza dell'UFCL e dell'USTRA, già nel regime di apertura parziale del mercato circa il 90 per cento dell'elettricità consumata può essere acquistata da un fornitore a scelta. In tal modo è possibile accelerare sin d'ora la produzione di energia su vasta scala attraverso la funzione di modello svolta dalla Confederazione. Infine esiste la possibilità di affidare a terzi in qualsiasi momento la gestione di un impianto nell'ambito del contracting (affitto a terzi della superficie sul tetto per la produzione di elettricità solare).

Poiché la produzione eccedente non può avere un carattere sistematico e deve essere offerta a prezzi di mercato (*cpv. 1*), occorre garantire in larga misura che la Confederazione non diventi un operatore di mercato rilevante, tanto più che il fabbisogno energetico dell'Amministrazione federale centrale ammonta a circa lo 0,1 per cento del consumo totale di energia elettrica della Svizzera. Se, tuttavia, si constata un'influenza significativa sui prezzi di mercato, secondo il *capoverso 2* spetterebbe al DATEC garantire la necessaria neutralità della concorrenza e incaricare le unità amministrative interessate di limitare la vendita o la produzione di conseguenza.

Secondo il *capoverso 3* il Consiglio federale disciplina l'utilizzo delle garanzie di origine (GO). Per il momento questa norma di delega è rilevante solo per il settore elettrico: non esistono infatti garanzie di origine disciplinate per legge né nel settore del

35 RS 172.010.21

36 RS 725.111

37 RS 101

gas né in altri settori energetici. L'ordinanza potrebbe imporre alle unità amministrative interessate, ad esempio, di utilizzare le garanzie di origine in modo da riflettere le forniture di elettricità interne alla Confederazione anche nell'ambito dell'etichettatura dell'elettricità. Di conseguenza il fornitore incaricato dovrebbe assoggettare la propria fornitura di elettricità alle corrispondenti GO; ne sarebbero escluse le GO emesse per l'elettricità consumata direttamente nel luogo di produzione ai fini del consumo proprio (art. 16 cpv. 1 LEne). Secondo l'articolo 3 capoverso 1 OE in queste garanzie di origine vengono annullate e non confluiscono nell'etichettatura dell'elettricità. Per la produzione eccedente venduta sul libero mercato secondo il *capoverso 1*, non è necessario limitare la libera commercializzazione delle corrispondenti GO. Tuttavia, l'esigenza della neutralità concorrenziale impone che queste GO siano vendute solamente a condizioni conformi al mercato. Inoltre, sempre secondo il *capoverso 3*, il Consiglio federale disciplina l'utilizzo dei ricavi conseguiti dalla vendita dell'energia. In ogni caso le unità amministrative (o gli OCI) possono organizzare liberamente gli scambi reciproci di energia elettrica.

#### *Art. 19 cpv. 6*

È necessaria una lieve riformulazione di questa disposizione in quanto per la remunerazione unica non è più previsto un limite massimo di potenza.

#### *Art. 24*            Principi

Nell'articolo 24 capoverso 1 viene mantenuto il principio secondo cui è possibile beneficiare di un contributo d'investimento fintanto che le risorse del Fondo per il supplemento rete sono sufficienti. Per quale tipo di progetti e di impianti e in quale forma sia possibile presentare domanda per un contributo d'investimento viene disciplinato separatamente nelle disposizioni relative alle singole tecnologie.

Ora vi è la possibilità di ottenere un contributo d'investimento per la progettazione di un nuovo impianto di produzione di energia elettrica o per l'ampliamento considerevole di un impianto esistente. Per evitare che questa nuova possibilità faccia ritardare i lavori per nuovi progetti fino al momento dell'entrata in vigore della nuova legge, sono considerate in via retroattiva le prestazioni di progettazione erogate a partire dall'indizione della consultazione (cpv. 2).

#### *Art. 25*            Contributo d'investimento per impianti fotovoltaici

L'articolo 25 disciplina ora per quali impianti fotovoltaici può essere richiesto un contributo d'investimento (cpv. 1). Gli ampliamenti semplici di impianti fotovoltaici non possono più beneficiare di un contributo d'investimento. Se l'ampliamento è tale da accrescere contemporaneamente la potenza dell'impianto e poter essere considerato un ampliamento considerevole, è possibile beneficiare – come finora – di una remunerazione unica.

Viene fondamentalmente mantenuto il possibile contributo massimo pari al 30 per cento (cpv. 2). Per gli impianti che immettono in rete tutta l'elettricità prodotta, il contributo massimo viene invece innalzato al 60 per cento (cpv. 3), in particolare per

consentire maggiore flessibilità per le aste destinate all'attribuzione della remunerazione unica e per poter sfruttare un maggiore potenziale supplementare per la produzione di elettricità dagli impianti fotovoltaici.

#### *Art. 25a*      Aste per la remunerazione unica

I tassi di remunerazione applicati attualmente per la remunerazione unica permettono di coprire i costi di esercizio solo degli impianti in cui una parte dell'elettricità prodotta è utilizzata in loco. Di conseguenza molti impianti fotovoltaici di grandi dimensioni, per i quali il consumo proprio non è possibile o lo è solo in misura limitata, non vengono costruiti. Per sfruttare il potenziale supplementare dei grandi impianti fotovoltaici il Consiglio federale deve avere la possibilità di indire delle aste per attribuire la remunerazione unica e, al contempo, determinarne l'importo (cpv. 1). In un primo momento le aste dovranno essere introdotte per i grandi impianti che immettono in rete tutta l'energia elettrica prodotta, poiché in questo settore il potenziale in termini di incremento del fotovoltaico è elevato (ad es. edifici agricoli).

Nel quadro dell'introduzione delle aste, in virtù del capoverso 1 il Consiglio federale stabilisce la potenza a partire dalla quale gli impianti fotovoltaici possono partecipare. In questo ambito va osservato che il potenziale delle superfici da considerare diminuisce fortemente con l'innalzamento di questo limite inferiore di potenza (ad es. il potenziale degli impianti sui tetti con almeno 400 kW corrisponde solamente al 4 per cento del potenziale sui tetti complessivamente sfruttabile). Al fine di consentire una concorrenza corretta e poter svolgere le aste con una certa frequenza, il limite inferiore deve essere possibilmente basso, ma allo stesso tempo sufficientemente elevato da giustificare l'onere per la partecipazione all'asta a fronte dell'incentivo finanziario. Inoltre il Consiglio federale stabilisce i principi della procedura d'asta, i requisiti per la partecipazione e i criteri di aggiudicazione nonché altre modalità, assicurando in tal modo un'effettiva concorrenza tra gli offerenti.

Per garantire l'effettiva realizzazione di un impianto fotovoltaico per il quale è stata assegnata tramite asta una remunerazione unica oppure per poter di fatto riscuotere in un secondo tempo un'eventuale sanzione, il Consiglio federale può prevedere il deposito di una cauzione come condizione per l'effettiva aggiudicazione della remunerazione unica (cpv. 4).

Anche grazie alla possibilità, prevista al capoverso 5, di prevedere una sanzione nel caso in cui un impianto fotovoltaico presentato nella procedura d'asta non venga costruito come annunciato o non venga realizzato affatto, il Consiglio federale dispone di uno strumento per aumentare la probabilità di realizzazione degli impianti fotovoltaici cui è stata aggiudicata una remunerazione unica. Una sanzione si aggiungerebbe alla restituzione di cui all'articolo 28 della legge del 5 ottobre 1990<sup>38</sup> sui sussidi (LSu).

#### *Art. 26*      Contributo d'investimento per impianti idroelettrici

A seguito dell'abolizione della RIC i nuovi impianti idroelettrici con una potenza a partire da 1 MW hanno diritto a un contributo d'investimento. Nel caso di ampliamenti

considerevoli di un impianto si ha diritto a un contributo d'investimento solo se dopo l'ampliamento l'impianto raggiunge una potenza minima pari a 300 kW. Nel caso di rinnovamenti considerevoli, invece, il contributo è erogato al massimo fino al raggiungimento di una potenza di 5 MW: il rinnovamento di piccoli impianti idroelettrici non è economicamente conveniente, pertanto senza un contributo d'investimento questi impianti verrebbero chiusi anziché sostituiti. L'esercizio degli impianti più grandi, invece, è economicamente redditizio; pertanto gli investimenti per il rinnovamento possono essere ammortizzati (cpv. 1). Il Consiglio federale ha la facoltà di abbassare questo limite superiore della potenza (art. 29 cpv. 3 lett. j LEne).

Il capoverso 2 precisa la disposizione secondo cui le centrali di pompaggio-turbinaggio non devono ricevere un contributo d'investimento. Secondo quanto emerso dai dibattiti parlamentari svolti nel quadro della Strategia energetica 2050 dovrebbero essere escluse dal contributo d'investimento solo le centrali di pompaggio-turbinaggio a ciclo chiuso. Per tale ragione nel caso di impianti con una quota di pompaggio-turbinaggio viene esclusa dal contributo solo questa quota. Ciò corrisponde alla pratica attuale. Qualora nell'ambito del potenziamento delle energie rinnovabili, in particolare del fotovoltaico, servissero maggiori capacità di stoccaggio oppure in relazione alla stabilità della rete fosse necessaria una maggiore flessibilità della produzione di elettricità, il Consiglio federale potrà ammettere i contributi d'investimento anche per le centrali di pompaggio, a condizione che questa tecnologia risulti la soluzione migliore rispetto ad altre, come ad esempio l'idrogeno, e siano rispettati i requisiti generali vigenti nel diritto in materia di sussidi.

Per gli impianti idroelettrici nuovi o sottoposti ad ampliamenti considerevoli con una potenza minima rispettivamente di 1 MW e 300 kW può essere concesso un contributo di progettazione per i costi di progettazione fino al rilascio della concessione o dell'autorizzazione edilizia (cpv. 4). L'UFE valuta dapprima, ad esempio attraverso studi preliminari orientati alle norme della Società svizzera degli ingegneri e degli architetti (SIA), se il progetto soddisfa gli standard tecnici di base ed è plausibile. In caso positivo il richiedente riceve fino al 40 per cento dei costi di progettazione sino all'ottenimento della concessione e dell'autorizzazione edilizia (progettazione secondo le norme SIA). I costi di progettazione sono considerati, come avviene già oggi, costi computabili ai fini del calcolo del contributo d'investimento di cui al capoverso 1. Da un eventuale contributo d'investimento viene dedotto l'importo del contributo di progettazione. Viene così impedita una doppia remunerazione dei costi di progettazione.

Gli impianti accessori possono continuare a beneficiare di un contributo d'investimento anche se non raggiungono i limiti inferiori di cui al capoverso 1 (cpv. 5). Si tratta di impianti idroelettrici combinati ad altri impianti che non sono destinati alla produzione di energia elettrica (ad es. impianti di acqua potabile o impianti per l'innevamento artificiale).

Il Consiglio federale può continuare a prevedere deroghe al limite inferiore per altri impianti idroelettrici, purché questi ultimi si trovino all'interno di sezioni di corsi d'acqua già sfruttate oppure non comportino nuovi interventi in corsi d'acqua naturali o preziosi sul piano ecologico (cpv. 6).

*Art. 27* Contributo d'investimento per impianti a biomassa

Tutti gli impianti a biomassa che finora potevano beneficiare della remunerazione per l'immissione di elettricità riceveranno ora un contributo d'investimento. Tale contributo può ammontare a non oltre il 60 per cento dei costi d'investimento computabili. Gli impianti IDA e IIRU non ricevono più alcun contributo d'investimento.

*Art. 27a* Contributo d'investimento per impianti eolici

Tutti i nuovi impianti eolici che presentano una potenza di almeno 2 MW riceveranno ora un contributo d'investimento pari a non oltre il 60 per cento (cpv. 1 e 2). Per «nuovo impianto» s'intende anche la sostituzione completa di un impianto esistente. Ciò vale anche per gli impianti destinati ad ampliare un parco eolico esistente oppure a sostituire impianti esistenti in un parco eolico.

Secondo il capoverso 3, per la progettazione degli impianti eolici è possibile beneficiare di un contributo che non superi il 40 per cento dei costi computabili, a condizione che la progettazione sia effettuata in un luogo adatto allo sfruttamento dell'energia eolica. Il Consiglio federale definisce i criteri di idoneità (ad es. nessuna misurazione del vento nelle «zone da escludere» definite nella Concezione energia eolica, requisiti minimi del contenuto e della documentazione [metadati] della misurazione del vento). Al fine di impedire una doppia remunerazione dei costi di progettazione, da un eventuale contributo d'investimento viene dedotto l'importo del contributo versato per i costi di progettazione.

*Art. 27b* Contributo d'investimento per impianti geotermici

Gli impianti geotermici per la produzione di elettricità ricevono ora contributi d'investimento e garanzie per la geotermia. Può essere chiesto un contributo separato per la prospezione di risorse geotermiche, per lo sfruttamento di tali risorse e per la costruzione nonché messa in esercizio di nuovi impianti geotermici (cpv. 1). Lo sfruttamento è un'operazione che va oltre l'esplorazione geotermica svolta sinora: esso comprende il sondaggio attraverso una perforazione e l'estrazione e trasporto in superficie dell'acqua calda nonché un'eventuale riconduzione dell'acqua prelevata nel serbatoio geotermico.

I contributi ammontano al massimo al 60 per cento dei costi d'investimento computabili (cpv. 2).

Secondo il capoverso 3, è possibile ottenere un contributo anche per la progettazione di un nuovo impianto geotermico destinato alla produzione di energia elettrica. I costi di progettazione sono considerati costi computabili per un eventuale successivo contributo d'investimento. Da un eventuale contributo d'investimento viene dedotto l'importo del contributo di progettazione. Viene così impedita una doppia remunerazione dei costi di progettazione.

*Art. 28 cpv. 1 e 2*

I rimandi devono essere adattati. Dal punto di vista contenutistico non cambia nulla nel principio sancito dall'articolo 26 LSu, secondo cui è possibile iniziare i lavori di

costruzione soltanto dopo che l'aiuto finanziario è stato perlomeno garantito. I lavori di progettazione sono esclusi da questo principio.

*Art. 29, rubrica, cpv. 1, frase introduttiva, 2 e 3, frase introduttiva e lett. b<sup>bis</sup> nonché h–k*

Il capoverso 1 riguarda tutti i contributi d'investimento di cui al capitolo 5 della LEne ed è stata operata una conseguente modifica formale.

Poiché d'ora in avanti non si calcoleranno più i CNA per ogni singolo impianto (cfr. n. 3.1.5.2), il capoverso 2 prevede che per la definizione degli importi dei contributi d'investimento nell'ambito delle aliquote massime previste dagli articoli 25–27b, il Consiglio federale si fondi sui costi di un impianto nuovo o ampliato o rinnovato, non coperti attraverso il suo esercizio.

Per garantire che il sostegno sia assegnato solamente ai progetti che dipendono dall'erogazione di un sussidio, in alcuni casi si deve poter condurre in via eccezionale un esame approfondito della domanda quanto alla redditività; se l'esame non rivela costi non coperti, il contributo d'investimento è negato (cpv. 3 lett. b<sup>bis</sup>).

La possibilità di creare differenti categorie all'interno delle singole tecnologie viene ripresa dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (cpv. 3 lett. h).

La possibilità di fissare importi basati sul principio dell'impianto di riferimento per determinate classi di potenza deve valere per tutte le tecnologie (cpv. 3 lett. i).

Per il rinnovamento di impianti idroelettrici nei limiti dell'articolo 26 capoverso 1 lettera c il Consiglio federale può fissare un valore superiore per l'importo (cpv. 3 lett. j). A questo riguardo tiene conto del fatto che spesso il rinnovamento di piccoli impianti non è economicamente conveniente e vi è pertanto il pericolo che l'impianto sia chiuso se il rinnovamento si rende necessario e che, a fronte di costi simili, i grandi impianti idroelettrici conseguono maggiori ricavi e possono quindi ammortizzare i costi d'investimento.

Inoltre, secondo il capoverso 3 lettera k il Consiglio federale può prevedere che i beneficiari di un contributo d'investimento di cui al capitolo 5 della LEne mettano a disposizione della Confederazione dati e informazioni di interesse pubblico. Si tratta, ad esempio, dei dati sulla misurazione del vento di cui all'articolo 27a capoverso 3 rilevati in fase di progettazione, che devono essere forniti all'UFE per permettere, tra l'altro, lo sviluppo continuo e l'aggiornamento delle basi metodologiche di cui all'articolo 11 LEne. Il contenuto e la documentazione (metadati) dovranno rispettare le disposizioni; pertanto questi dati verranno resi pubblici soltanto in forma aggregata (geoinformazioni ai sensi della legge del 5 ottobre 2007<sup>39</sup> sulla geoinformazione, LGI). Rimane invariato il trattamento dei geodati relativi ai progetti di geotermia (cfr. a riguardo ad es. il n. 5 dell'allegato 1 OEn).

<sup>39</sup> RS 510.62

*Art. 30 cpv. 4 lett. e*

Viste le nuove disposizioni sui contributi d'investimento, il rimando deve essere adattato.

*Art. 32 cpv. 2*

Date le specifiche condizioni delle gare pubbliche, i programmi sostenuti finora attraverso questa modalità sono a tempo determinato, non sempre riguardano l'intero territorio nazionale e sono attuati da diversi promotori. Questi limiti impediscono di sfruttare pienamente il potenziale di efficienza. Per risolvere questa situazione la Confederazione deve avere la possibilità di indire a livello centrale gare pubbliche per l'attuazione di programmi nazionali.

*Art. 33*            *Garanzie per la geotermia*

Per coprire i rischi legati agli investimenti si può continuare a beneficiare come finora, in alternativa ai contributi d'investimento di cui all'articolo 27*b*, di una garanzia pari a non oltre il 60 per cento dei costi d'investimento computabili (cpv. 1).

Secondo il capoverso 2, d'ora in avanti un richiedente può decidere per ogni singola tappa – prospezione, sfruttamento e realizzazione di un impianto – se presentare domanda per un contributo d'investimento oppure per una garanzia.

*Art. 35 cpv. 2 lett. d, g nonché 4*

A seguito degli adeguamenti concernenti i contributi d'investimento si è reso necessario un adeguamento redazionale del capoverso 2 di questa disposizione.

Secondo il capoverso 4, all'organo di esecuzione compete anche la riscossione del supplemento invernale di cui all'articolo 9<sup>bis</sup> LAEL.

*Art. 36*            *Limitazione per singoli utilizzi e lista d'attesa*

A causa dell'abolizione della RIC e dell'introduzione dei nuovi contributi d'investimento l'articolo 36 deve essere adattato.

Per i grandi impianti idroelettrici è ora prevista una quota massima di 0,2 ct./kWh (finora 0,1 ct./kWh); inoltre per gli impianti fotovoltaici sono stabiliti contingenti che possono essere definiti anche per altre tecnologie. I criteri del carico delle reti elettriche e delle possibilità di stoccaggio sono invece eliminati, poiché non vanno disciplinati nel quadro della definizione annuale delle risorse del supplemento rete.

*Art. 37 cpv. 1*

Il supplemento invernale è versato nel Fondo per il supplemento rete su un conto separato.

*Art. 38 cpv. 1 lett. b n. 1, 2 e 4*

Ora i contributi d'investimento potranno essere concessi fino al 2035. Sono state inoltre apportate alcune modifiche formali dovute sia all'estensione dei contributi d'investimento agli impianti eolici e geotermici sia all'istituzione di aste per gli impianti fotovoltaici.

*Art. 44 cpv. 1, 2, 4, secondo periodo, e 5*

Con l'ampliamento di questa disposizione in futuro sarà possibile dare maggiore peso ai dati sulle emissioni nelle informazioni alla clientela. Si vuole inoltre rendere possibile la richiesta, tra i dati relativi all'intensità energetica di impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie e dei loro componenti prodotti in serie, anche di informazioni relative ad esempio all'origine della materia prima, la produzione, il trasporto o anche lo smaltimento – ossia informazioni sull'intero ciclo di vita. Ciò aumenta la trasparenza e la comparabilità dei diversi prodotti e consente ai consumatori di tenere conto di questi aspetti al momento dell'acquisto.

Alla lettera c è eliminato il riferimento al consumo in modalità di attesa, poiché in ogni caso questo elemento può rientrare tra i requisiti concernenti la messa a disposizione sul mercato e non deve essere menzionato esplicitamente nella legge. Dal punto di vista materiale questa cancellazione non modifica il diritto vigente.

Nell'ottica dell'economia comportamentale, con la nuova lettera d si è inoltre deciso – soprattutto nel caso delle etichette energetiche per le autovetture – di permettere di mostrare ai clienti qual è ad esempio la differenza in termini di denaro tra l'acquisto di un'auto di classe energetica bassa e quello di un'auto media della classe energetica A.

Infine, in tutto l'articolo l'espressione «immissione sul mercato» è sostituita con «messa a disposizione sul mercato». Per «immissione sul mercato» nell'UE si intende soltanto la prima messa a disposizione sul mercato, mentre in Svizzera originariamente con quest'espressione si intendevano anche i passi successivi, ossia i passi dal commerciante all'ingrosso al commerciante di dettaglio e da questi al consumatore finale. A livello di ordinanza, per adeguarla alla definizione dell'UE, l'espressione riveste tuttavia un carattere più restrittivo (cfr. art. 2 lett. a dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'efficienza energetica [OEEne]). Per precisare che sono tuttora compresi tutti i passi citati, a livello di legge l'espressione più restrittiva di «immissione sul mercato» deve essere sostituita con quella, più ampia, di «messa a disposizione sul mercato».

*Art. 55 cpv. 1 e 3*

Nel capoverso 1, analogamente alla modifica negli articoli 1 e 2 si parla di «obiettivi» e non più di «valori indicativi».

Essendo necessario svolgere una procedura di consultazione, per ragioni di tempo il Consiglio federale non può presentare al Parlamento il rapporto di cui al capoverso 3 e contemporaneamente proporgli l'adozione di misure. Per tale ragione la parola «contemporaneamente» è stata cancellata. La valutazione dell'opportunità di misure supplementari continuerà a basarsi su un'analisi delle conseguenze e dell'efficacia delle

misure previste dalla presente legge, svolta nell'ambito del rendiconto presentato ogni cinque anni dal Consiglio federale.

*Art. 57 cpv. 1*

L'espressione «immissione sul mercato» è sostituita con «messa a disposizione sul mercato»; cfr. spiegazioni relative all'articolo 44.

*Art. 64 cpv. 2 primo periodo*

Secondo l'articolo 9 capoverso 5 il Consiglio federale può introdurre le garanzie di origine, oltre che per il settore elettrico, anche per altri comparti del settore energetico. Nell'ipotesi in cui l'Esecutivo dovesse esercitare questo potere, è ampliato di conseguenza il vigente requisito di indipendenza dei membri del consiglio di amministrazione e della direzione dell'organo di esecuzione. Eventuali mandati doppi risulterebbero problematici in particolare rispetto ad attività economiche nel settore dei carburanti e combustibili rinnovabili liquidi o gassosi (ad es. biogas, biometano o idrogeno prodotto a partire dalle energie rinnovabili). Le garanzie di origine che verranno emesse per queste sostanze svolgono un ruolo importante nell'ambito dei vettori energetici rinnovabili.

*Art. 70 cpv. 1 lett. b*

Viste le nuove disposizioni sui contributi d'investimento, il rimando deve essere adattato.

*Art. 73 cpv. 1 e 2*

D'ora in avanti devono poter beneficiare dei contributi d'investimento solo gli impianti la cui costruzione non è effettivamente ancora iniziata prima dell'entrata in vigore delle presenti modifiche. Questo dovrebbe permettere di scongiurare effetti collaterali e di utilizzare i fondi in modo produttivo.

*Art. 75a* Disposizioni transitorie relative ai contributi d'investimento nonché ai contributi per l'esplorazione geotermica e alle garanzie per la geotermia

Se un contributo d'investimento per un impianto fotovoltaico, idroelettrico o a biomassa è stato assegnato di principio prima dell'entrata in vigore delle presenti modifiche, si applica per tale impianto il diritto previgente (cpv. 1). Per i casi in cui finora si è dovuto tenere conto dei sovraccosti non ammortizzabili, questi ultimi restano determinanti.

Anche le domande inoltrate entro l'ultimo giorno di riferimento previsto nell'ordinanza del 1° novembre 2017<sup>40</sup> sulla promozione dell'energia (OPEn) prima dell'entrata in vigore della presente modifica devono essere valutate secondo il diritto previgente (cpv. 2).

Con la disposizione transitoria di cui al capoverso 3 è garantita la possibilità di continuare a beneficiare di contributi d'investimento per rinnovamenti considerevoli di impianti idroelettrici aventi una potenza non superiore a 10 MW nonché per gli impianti di incenerimento dei rifiuti e gli impianti a gas di depurazione, a condizione che sia stata presentata all'UFE la rispettiva domanda, completa e conforme a tutti i requisiti di legge, prima dell'entrata in vigore delle presenti modifiche. Se questi impianti non venissero così tutelati, la possibilità o meno di ricevere ancora un contributo d'investimento dipenderebbe in primo luogo dalla velocità con cui l'UFE è in grado di esaminare la domanda.

La disposizione transitoria di cui al capoverso 4 tiene conto del fatto che d'ora in avanti potranno beneficiare di un contributo d'investimento anche lo sfruttamento del sottosuolo destinato alla produzione di energia elettrica geotermica, e non più solo l'esplorazione. Per evitare un'interruzione nei progetti in corso, la presente disposizione transitoria intende permettere ai richiedenti che hanno già presentato una domanda, secondo il diritto previgente, per un contributo per l'esplorazione geotermica o per una garanzia per la geotermia oppure che hanno già firmato un contratto corrispondente di presentare domanda di riesame, richiedendo anche un contributo d'investimento per lo sfruttamento. Ciò comporterebbe un aumento dei costi computabili nel calcolo del contributo d'investimento e quindi un contributo più elevato.

*Art. 75b* Disposizioni transitorie relative all'obbligo di ritiro  
e di remunerazione

I gestori di impianti fotovoltaici esistenti interessati dall'obbligo di ritiro e di remunerazione che non ricevono o non hanno ricevuto una remunerazione unica, un finanziamento dei costi supplementari o un sostegno cantonale o comunale comparabile, devono essere tutelati per dieci anni dal rischio di minori ricavi causati dalla possibile diminuzione dei prezzi di mercato. Essi ricevono l'importo medio delle remunerazioni complessivamente pagate in Svizzera dai gestori della rete di distribuzione per l'energia elettrica e le garanzie di origine nel quadro dell'obbligo di ritiro e di remunerazione nei cinque anni precedenti l'entrata in vigore della modifica.

Di conseguenza il *capoverso 1* assegna ai gestori di tali impianti il diritto al ritiro e alla remunerazione delle loro garanzie di origine. I gestori di impianti che ne hanno diritto sono liberi di continuare a vendere le proprie garanzie di origine sul mercato. L'esecuzione avviene nel quadro delle vigenti disposizioni sulla ripartizione delle competenze. In primo piano è posta la facoltà del Consiglio federale di assegnare all'organo di esecuzione altri compiti concernenti l'impiego delle risorse derivanti dal supplemento rete o connessi alle garanzie di origine (art. 63 cpv. 1 lett. f). Secondo la *lettera a* è sufficiente in linea di principio che l'impianto rientri nell'ambito di applicazione dell'obbligo di ritiro e di remunerazione. Pertanto il diritto al ritiro e di remunerazione delle garanzie di origine vale anche per i gestori di impianti che vendono la propria produzione sul mercato.

In base al *capoverso 2* la tariffa di ritiro corrisponde all'importo risultante dalla media di cinque anni fissato dal Consiglio federale in virtù della sua competenza esecutiva

generale, dedotto il rispettivo prezzo di mercato di riferimento. Secondo il *capoverso 3* le garanzie di origine sono rivendute sul mercato e la differenza è finanziata attraverso il Fondo per il supplemento rete.

## 4.2 Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI)

*Art. 4 cpv. 1 lett. b, e, f, g, j nonché k*

Nel quadro della Strategia Reti elettriche gli impianti di stoccaggio sono stati integrati per la prima volta nella legge come operatori (cfr. modifiche del 1° giugno 2019 degli art. 17a e 17b). Pertanto, tenendo conto del principio del punto di prelievo secondo cui bisogna pagare per l'utilizzazione della rete al momento del prelievo ma non per l'immissione in rete (art. 14 cpv. 2), alla *lettera b* è precisata la definizione di consumatore finale. È considerato consumatore finale chi preleva energia elettrica dalla rete, a prescindere se il prelievo serve per il proprio uso oppure ai fini dello stoccaggio. Non sussiste invece consumo finale solamente nel caso delle due eccezioni, che restano invariate. Per qualificare un soggetto come consumatore finale non importa ciò che accade dopo il prelievo dalla rete ai fini dello stoccaggio, ossia se l'elettricità prelevata è consumata in proprio in un secondo momento oppure reimmessa in rete dopo aver dedotto una perdita da trasformazione.

L'adeguamento della *lettera e* non costituisce una modifica materiale, bensì un chiarimento che riflette la prassi. L'energia di regolazione viene offerta in modo efficace a Swissgrid non solo dalle centrali ma anche dai consumatori finali o dagli impianti di stoccaggio. Non è determinante chi offre la prestazione di servizio relativa al sistema, ma se sono o meno soddisfatte le condizioni di prequalifica di Swissgrid. Pertanto non viene più menzionato nella legge un soggetto specifico (cfr. anche la modifica all'art. 20 cpv. 2 lett. b).

Alla *lettera f* il termine «stazione di misurazione» è sostituito da «punto di misurazione».

Le nuove disposizioni di legge concernenti le misurazioni necessitano di un chiarimento terminologico (*lett. j e k*). Sinora l'iperonimo utilizzato era «misurazione di conteggio», da cui va distinta la misurazione di regime (detta anche misurazione operativa) che rientra nell'esercizio della rete (cfr. *lett. g*).

*Art. 4a*            Prelievo di energia elettrica della rete di corrente di trazione

Nell'articolo 4a viene chiarita la relazione tra la rete a 50 Hz, disciplinata dalla LAEI, e la rete di corrente di trazione gestita dalle imprese ferroviarie (16,7 Hz). In linea di principio la gestione della rete a 16,7 Hz non è assoggettata alla LAEI (fatte salve le norme speciali nell'OAEI). Se invece la rete di corrente di trazione preleva elettricità dalla rete a 50 Hz, ai sensi della LAEI è considerata consumatore finale – con alcune eccezioni. Questa norma fondamentale concernente l'interazione tra la rete a 50 Hz e la rete a 16,7 Hz, sinora presente soltanto nell'ordinanza (art. 1 cpv. 3 OAEI), è ele-

vata al rango di legge, incluse le eccezioni. Alla norma è aggiunta un'ulteriore eccezione per un caso in cui considerare la rete a 16,7 Hz come consumatore finale non sia appropriato, ossia per lo scambio d'acqua.

Nella frase introduttiva del *capoverso 1* è sancito il principio, mentre nelle lettere a–c sono specificate le eccezioni. Le *lettere a e b* riguardano il prelievo di elettricità per l'esercizio di una centrale elettrica e corrispondono alla vigente norma dell'ordinanza (art. 1 cpv. 3 lett. b OAE). Il prelievo di elettricità dalla rete a 50 Hz per il fabbisogno proprio di una centrale elettrica o per azionare pompe in centrali di pompaggio non è considerato come consumo finale, come già previsto dall'articolo 4 capoverso 1 lettera b, che rimane invariato. Poiché tuttavia devono necessariamente essere gestiti attraverso la rete a 16,7 Hz, per gli impianti a 16,7 Hz si pone la questione se il prelievo di elettricità necessario a tal fine dalla rete a 50 Hz verso la rete a 16,7 Hz sia da considerare come consumo finale (in quanto vi è un prelievo attraverso la rete a 16,7 Hz) oppure no (in quanto il prelievo serve al funzionamento di pompe o per il fabbisogno proprio di una centrale). Al fine di garantire l'uguaglianza, la revisione chiarisce che in questo caso non si tratta di consumo finale. Tuttavia il concetto di uguaglianza, considerata inoltre la lettera b, presuppone che l'energia elettrica prodotta mediante turbinaggio sia infine reimmessa nella rete a 50 Hz. L'attuazione concreta di questa disposizione, ossia entro quale termine debba avvenire la reimmersione in rete, è affidata al settore nel rispetto del principio di sussidiarietà (art. 3 cpv. 2). La *lettera c* disciplina il caso dello scambio d'acqua. Se nelle centrali partner il partner A intende pompare e il partner B contemporaneamente produrre (turbinare), entrambi i programmi di produzione notificati vengono consolidati. Di conseguenza la centrale produce solo valore netto, il partner A non necessita di energia di pompaggio e il partner B preleva la quota di energia mancante dalla rete anziché dalla centrale. Nelle centrali di pompaggio miste lo scambio d'acqua non è vantaggioso per il partner a 16,7 Hz, poiché esso, prelevando in via sostitutiva elettricità dalla rete a 50 Hz, è considerato consumatore finale e deve quindi pagare il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Per questa ragione viene introdotta un'eccezione anche per il prelievo di elettricità effettuato a seguito di uno scambio d'acqua. In questo caso viene privilegiato esclusivamente il prelievo dell'elettricità acquistata e prelevata dalla rete anziché «prelevata dalla centrale». La rete a 16,7 Hz può pertanto prelevare, senza dover versare il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, non il quantitativo di elettricità pari all'energia di pompaggio evitata, bensì semplicemente quello pari alla produzione propria evitata.

Nell'attuazione delle eccezioni sarà fondamentale garantire che siano effettivamente trattati in modo privilegiato soltanto i prelievi di elettricità nell'ambito dei casi operativi menzionati. Per questa ragione la lettera c comprende solamente i prelievi all'interno della centrale. Inoltre, il trattamento privilegiato è concesso soltanto se è comprovato che il prelievo dalla rete avviene contemporaneamente allo scambio d'acqua o al fabbisogno proprio della centrale o al funzionamento delle pompe. La ElCom può verificare tali elementi nel quadro della sua competenza generale di sorveglianza del rispetto delle disposizioni della LAEl (art. 22 cpv. 1). Si potrebbe ipotizzare, ad esempio, un confronto tra le contabilizzazioni idriche delle centrali partner e i corrispondenti orari pervenuti a Swissgrid. La ElCom può ottenere le informazioni necessarie dalle centrali partner e da Swissgrid in base all'articolo 25. Qualora necessario, in

forza della sua competenza esecutiva generale, il Consiglio federale potrà emanare prescrizioni dettagliate.

Secondo il *capoverso 2* il Consiglio federale può disciplinare ulteriori dettagli e aspetti particolari dell'interazione tra la rete a 16,7 Hz e la rete a 50 Hz, ad esempio nel caso in cui assoggettasse l'esercizio della rete a 16,7 Hz a determinate norme della LAEI (cfr. art. 2 cpv. 2), generando in tal modo un contrasto con altre norme vigenti concernenti la rete. Si pensi inoltre alle disposizioni attualmente contenute nell'OAEI (art. 1 cpv. 3 e 3<sup>bis</sup> OAEI) secondo cui il prelievo della produzione propria di una centrale all'interno della centrale stessa non è considerato consumo finale, nemmeno se a tal fine sono utilizzati all'interno della centrale elementi che sotto il profilo tecnico appartengono alla rete di trasporto.

#### Art. 6 Servizio universale

L'*articolo 6* costituisce il fulcro dell'apertura completa del mercato (già impostata dal Parlamento nella LAEI). Rispetto alla precedente versione approvata dal legislatore, ma non ancora in vigore (precedente art. 7) la disposizione ha subito alcune modifiche redazionali, in particolare per maggiore coerenza gli aspetti relativi alla rete vengono spostati nell'articolo 14. Questa separazione tra energia (servizio universale) e rete rende la struttura della legge più chiara. Con lo stesso intento viene adeguata la terminologia: sinora il termine «tariffario per l'energia elettrica» era utilizzato come iperonimo per le diverse tariffe (energia e rete), ma talvolta indicava soltanto le tariffe del servizio universale. Ora la legge deve distinguere tra la tariffa per l'utilizzazione della rete da un lato e la tariffa del servizio universale dall'altro, quest'ultima distinta dai prezzi dell'elettricità sul mercato libero. Il trasferimento degli obblighi di comunicazione nell'articolo 12, la cancellazione del rimando parentetico per la norma relativa al consumo proprio e del riferimento ai livelli di rete non hanno alcun effetto materiale.

I gestori di rete locali rimangono responsabili del servizio universale. Tuttavia nella prassi, in particolare le piccole imprese non svolgono questa attività direttamente, bensì la delegano a terzi, segnatamente ai grandi fornitori del servizio universale. Il fulcro della precedente norma – denominato nella rubrica «Modello opzionale di approvvigionamento elettrico assicurato» – rimane invariato: secondo il *capoverso 1* i piccoli consumatori (consumo annuo < 100 MWh) possono scegliere se acquistare l'elettricità da un fornitore di loro scelta o nel servizio universale dal gestore della rete di distribuzione locale. Dalla formulazione («che non usufruiscono o cessano di usufruire») emerge chiaramente la possibilità di un rientro nel servizio universale.

Nel *capoverso 2* viene introdotta una novità, ossia l'obbligo di offrire un prodotto standard, caratterizzato dall'utilizzo di energia esclusivamente rinnovabile e indigena. Al fine di provare l'origine e la qualità ecologica dell'elettricità fornita, servono garanzie di origine (art. 9 LEne). Le garanzie, non liberamente negoziabili, degli impianti partecipanti al sistema d'immissione di elettricità, come già ora (cfr. art. 4 cpv. 5 OEn) vengono ripartite in eguale misura fra tutti i consumatori finali e la quota minima richiesta è computata conseguentemente. I gestori della rete di distribuzione

sono liberi di offrire nel servizio universale anche prodotti elettrici alternativi. Tuttavia, a meno che il consumatore finale non abbia espressamente optato per un altro prodotto, il servizio universale si basa sul prodotto standard.

Secondo il *capoverso 3 primo periodo* le tariffe del servizio universale – come pure le tariffe per l'utilizzazione della rete – si basano sul profilo di consumo. Questa norma è giustificata dal fatto che il servizio universale è erogato attraverso il prelievo di elettricità dalla rete di distribuzione. Nel *secondo periodo* si abbandona la norma sui costi di produzione e decade la necessità di tenere una contabilità per unità finali di imputazione. Ora l'adeguatezza delle tariffe del servizio universale è valutata in un'ottica di mercato sulla base dei prezzi a cui sono venduti sul libero mercato i prodotti elettrici comparabili (i cosiddetti prezzi di mercato comparativi), ossia in particolare sulla base dei prezzi applicati ai consumatori finali nel corrispondente segmento clienti. Poiché i fornitori del servizio universale si tutelano per i corrispondenti anni tariffari, sul mercato all'ingrosso possono fungere da riferimento anche i prezzi sul mercato a termine negoziati al momento della pubblicazione delle tariffe del servizio universale. Talvolta questi prezzi sul mercato a termine sono determinanti sul libero mercato anche per tutelarsi dai rischi legati ai prezzi dei prodotti elettrici comparabili. Anche i prezzi all'ingrosso possono fungere da riferimento; infine nell'analisi possono confluire anche le tariffe del servizio universale degli altri comprensori nonché i prezzi dell'energia elettrica sui mercati esteri.

Per quanto riguarda l'adeguatezza delle tariffe, ai gestori della rete di distribuzione sono concesse determinate tolleranze: dovendo stabilire le tariffe in anticipo e non potendo prevedere con certezza l'andamento dei prezzi di mercato, essi devono disporre di un determinato margine di manovra. Nella verifica delle tariffe quindi la ElCom può considerare delle fasce di tolleranza. Per quanto riguarda la comparabilità tra i diversi prodotti elettrici, occorre considerare in particolare la qualità ecologica e l'origine geografica delle garanzie di origine da registrare con la fornitura di elettricità ai consumatori finali, come pure, se del caso, altri criteri quali le modalità di pagamento, le diverse categorie di consumo e la dispersione dei prezzi nel servizio universale. Abolendo la regolazione basata sui costi di produzione non emergono più differenze annuali nella copertura. Tuttavia nei successivi anni tariffari sarà necessario restituire secondo la prassi attuale un indennizzo impropriamente percepito attraverso adeguate riduzioni delle tariffe del servizio universale. Diversamente la ElCom, sulla base dell'articolo 22 capoverso 2 lettera b, dispone una diminuzione delle tariffe del servizio universale. In via transitoria, le differenze di copertura negative o positive accumulate fino all'entrata in vigore della legge possono o devono essere compensate nelle tariffe. In merito l'ordinanza potrebbe prevedere una disposizione transitoria che fissa un termine concreto.

Secondo il *capoverso 4* il Consiglio federale disciplina le modalità di determinazione dei prezzi di mercato comparativi. In particolare esso obbliga i fornitori del servizio universale, ossia i gestori di rete locali, e i fornitori di elettricità operanti sul libero mercato a comunicare alla ElCom i prezzi del servizio universale e dell'elettricità per i clienti con un consumo annuo inferiore a 100 MWh (sotto forma di prezzi medi ponderati in base al volume per i contratti conclusi per ogni prodotto). Per poter consentire un confronto significativo, le quantità di elettricità e i relativi prezzi nonché le informazioni sulla qualità ecologica (garanzie di origine) dovrebbero essere indicati

separatamente. La periodicità dell'obbligo di comunicazione sarà specificata nell'ordinanza. Per quanto riguarda la composizione delle varie energie rinnovabili nel prodotto standard del servizio universale (energia solare, idroelettrica, ecc.), la disposizione di legge è neutrale sotto il profilo tecnologico. Tuttavia, il Consiglio federale può emanare disposizioni a riguardo (ad es. concernenti le quote minime).

#### Art. 7 Approvvigionamento sostitutivo

Si ricorre all'approvvigionamento sostitutivo quando un consumatore finale, al termine di un rapporto di fornitura di energia elettrica, a seguito di una disdetta o raggiunta la naturale scadenza del contratto, non ha stipulato per tempo un nuovo contratto di fornitura oppure quando il fornitore di energia elettrica scelto dal consumatore finale non può più svolgere la sua attività, ossia non adempie più come dovuto l'obbligo di fornitura previsto dal contratto (ad es. in caso di fallimento). Tuttavia l'approvvigionamento sostitutivo non interviene necessariamente come ultima ratio; i consumatori finali sono liberi di adottare un'altra soluzione (contrattuale), preliminarmente oppure al momento. Inoltre appare ragionevole che i consumatori finali possano nuovamente uscire dall'approvvigionamento sostitutivo già dopo un mese (cfr. commento all'art. 13a).

#### Art. 8 cpv. 1<sup>bis</sup> e 3

Poiché i gestori di rete possono adempiere il proprio compito di garantire l'esercizio sicuro della rete (art. 8 cpv. 1 lett. a) solamente con il sostegno di altri operatori, il *primo periodo* del capoverso 1<sup>bis</sup> impone agli utenti allacciati alla loro rete un *obbligo di sostegno*. Il *terzo periodo* sancisce che questo obbligo valga anche per i gestori di rete con reti interconnesse. Come risulta dalla posizione sistematica dell'articolo 8, i provvedimenti attuati dai gestori di rete volti a garantire l'esercizio sicuro della rete sono finalizzati alla garanzia dell'approvvigionamento (cfr. anche il messaggio del 3 dicembre 2004<sup>41</sup> concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico). Pertanto il capoverso 1<sup>bis</sup> non comprende in particolare i provvedimenti volti a evitare pericoli e danni a persone o cose, adottati nel rispetto della legge del 24 giugno 1902<sup>42</sup> sugli impianti elettrici e delle relative disposizioni di esecuzione. Nell'attuazione pratica dell'obbligo di fornire un sostegno occorre considerare in particolare le prescrizioni circa l'utilizzo della flessibilità (cfr. art. 17b<sup>bis</sup>) nonché regolamenti, norme e raccomandazioni emanate da organizzazioni specializzate riconosciute. È indifferente che gli utenti della rete assoggettati a questo obbligo siano allacciati direttamente o indirettamente alla rete del gestore di rete; in tal modo sono inclusi anche altri soggetti all'interno di una rete locale. In che misura l'obbligo di fornire un sostegno intervenga nel singolo caso dipende dal soggetto concreto e dal possibile influsso che esercita sulla sicurezza della rete. Ad esempio l'obbligo di una grande centrale di pompaggio è più ampio rispetto a quello di una cella frigorifera allacciata alla rete a media tensione. Il concetto della garanzia dell'esercizio sicuro della rete comprende sia misure riguardanti il normale esercizio sia misure volte a prevenire o eliminare una minaccia per l'esercizio sicuro della rete; in caso di

<sup>41</sup> FF 2005 1447, in particolare 1484.

<sup>42</sup> RS 734.0

minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto vanno rispettate le disposizioni specifiche dell'articolo 20a.

Nel caso vi sia una minaccia all'esercizio sicuro della rete di trasporto e, in assenza di un accordo, Swissgrid debba ordinare provvedimenti o provvedimenti sostitutivi, il *secondo periodo* sancisce un obbligo, più severo rispetto all'obbligo generale di sostegno, di *conformarsi e tollerare* (art. 20a cpv. 3 e 4). Se tale ordine è impartito a un gestore della rete di distribuzione allacciato alla rete di trasporto, questo – se necessario per attuare il provvedimento – può inoltrarlo, se del caso specificandolo, agli utenti della propria rete o ai gestori della rete di distribuzione dei livelli inferiori (il cosiddetto principio a cascata, cfr. a riguardo anche il commento all'art. 20a). Il *terzo periodo*, secondo cui gli obblighi previsti dall'articolo 8 capoverso 1<sup>bis</sup> valgono *per analogia* anche per i gestori di rete con reti collegate, in riferimento agli ordini di cui all'articolo 20a, comporta che possono essere trasmessi solo dall'alto verso il basso, ad esempio da un gestore della rete di distribuzione del livello 3 ad uno del livello 5 collegato alla sua rete. Tuttavia nel rapporto tra i gestori di rete dello stesso livello di rete va sempre rispettato l'obbligo generale di sostegno reciproco. Se i provvedimenti da adottare in caso di minaccia all'esercizio sicuro della rete di trasporto sono previsti da un accordo (art. 20a cpv. 1 e 2), non è necessario ricorrere all'obbligo di conformarsi e tollerare.

Le modifiche del *capoverso 3* sono di natura puramente redazionale.

#### Art. 8a Riserva di energia per situazioni di approvvigionamento critiche

*Capoverso 1:* la riserva di energia è aggiunta come elemento fisso, una sorta di assicurazione, agli strumenti esistenti al servizio della sicurezza di approvvigionamento. Non è uno strumento «dormiente», attivato solo quando è possibile o probabile l'insorgere di un fabbisogno e non costituisce un provvedimento secondo l'articolo 9 LAEl. Il raggiungimento della soglia oltre la quale si procede al prelievo o la «situazione straordinaria» richiesta si manifestano in linea generale nel momento in cui vi è un deficit nel bilancio globale svizzero dell'energia elettrica – dopo la chiusura delle contrattazioni. Questo deficit va oltre le usuali oscillazioni, che sono assorbite attraverso le PSRS (energia di regolazione) e si verifica quando il problema non può più essere risolto attraverso i meccanismi di mercato. Di conseguenza, la riserva non è concepita per affrontare i problemi nell'esercizio della rete a livello regionale, ossia le interruzioni dell'approvvigionamento a livello locale. Gli operatori di mercato (responsabili dei gruppi di bilancio) devono compensare i propri bilanci attraverso i meccanismi di mercato. Con la riserva l'energia detenuta è ritirata dal mercato; pertanto la riserva non è in contrasto con quest'ultimo.

La nuova riserva di energia presenta dunque una soglia d'entrata elevata, ma comunque inferiore alle misure previste dalla legge del 17 giugno 2016<sup>43</sup> sull'approvvigionamento del Paese (LAP) che presuppongono una situazione di grave penuria. Tuttavia tale riserva consente di non utilizzare oppure di utilizzare in un secondo momento gli strumenti della LAP, ossia dopo che la situazione contingente è stata superata grazie alla riserva. Gli organi responsabili della costituzione della riserva, ossia la ElCom

43 RS 531

e Swissgrid, devono trasmettere ai servizi competenti per la LAP le necessarie informazioni sulla riserva del rispettivo anno.

*Capoverso 2* stabilisce chi può partecipare alla costituzione della riserva; in linea di principio la partecipazione alla riserva è neutrale sotto il profilo tecnologico. Naturalmente i partecipanti devono essere indigeni, ossia allacciati alla rete svizzera. Gli impianti più indicati a partecipare alla riserva sono gli impianti di stoccaggio e tra questi in particolare i grandi impianti idroelettrici, ma anche ad esempio gli impianti di incenerimento dei rifiuti. Alla riserva possono partecipare anche i grandi consumatori come le imprese industriali disposte a ridurre fortemente il proprio consumo di elettricità per un determinato periodo (riduzione del carico). L'articolo 8a non prevede un obbligo generale di partecipazione alla riserva. È improbabile che alla gara pubblica non partecipi nessun gestore o che tra i gestori partecipanti non ve ne sia uno idoneo. I partecipanti alla riserva sono assoggettati all'obbligo generale di informazione, in ogni caso nei confronti della ElCom (art. 25) e per analogia nei confronti della società di rete. L'obbligo non si limita a delle semplici informazioni, bensì prevede anche altre modalità di collaborazione necessarie a garantire un'esecuzione regolare (cfr. il commento ai cpv. 4 e 5).

*Capoverso 3:* la costituzione della riserva spetta da un lato alla ElCom, che ne definisce i valori di base nonché importanti specifiche preliminari e ne sorveglia l'attuazione, e dall'altro a Swissgrid che si occupa della sua gestione operativa annuale e degli aspetti operativi (cpv. 4). I valori di base non sono fissati in un'ordinanza o mediante decisione, bensì determinati preventivamente dalla ElCom. Il principale elemento riguarda il dimensionamento esatto della riserva, ricavabile dalle disposizioni del Consiglio federale, in base alle esigenze e alle circostanze del rispettivo anno. In questo ambito è richiesta la collaborazione di Swissgrid. Inoltre occorre stabilire il periodo di detenzione, ad esempio da metà marzo a metà maggio, la disponibilità alla riduzione del consumo nonché i valori di riferimento per la gara pubblica, che possono valere anche per più anni. Infine vanno stabilite in anticipo delle linee guida per i diversi pagamenti connessi alla riserva: oltre al compenso per la detenzione, determinato attraverso la gara pubblica, vi sono l'indennizzo in caso di prelievo e le sanzioni, ossia le penali per chi non rispetta gli obblighi di detenzione. In merito al compenso per la detenzione della riserva occorre decidere se tenere conto della differenza tra i gestori di impianti di stoccaggio e gli offerenti di riduzione del carico: i primi devono detenere l'energia anche senza prelievo, mentre i secondi possono continuare l'esercizio normale fino al momento del prelievo. Naturalmente il compenso deve essere sempre determinato mediante asta. Per tutti questi aspetti finanziari la ElCom definisce un quadro generale. Essa può altresì prevedere limiti massimi al compenso per la detenzione della riserva nel caso in cui non si raggiunga una situazione di reale concorrenza a causa del numero limitato di offerenti.

*Capoverso 4:* nel quadro normativo costituito da legge, ordinanza e aspetti definiti dalla ElCom, Swissgrid è responsabile della gestione operativa annuale della riserva, che sostanzialmente è svolta analogamente all'acquisto delle PSRS. In linea di principio il numero dei partecipanti secondo il capoverso 2 è aperto, ma può essere circoscritto attraverso i criteri d'idoneità, specificabili ad esempio sotto il profilo tecnico e geografico da Swissgrid. Dopodiché Swissgrid indice la gara pubblica vera e propria attraverso la quale sono selezionati i partecipanti (sono ammesse anche soluzioni di

pooling) e viene determinato il compenso per la detenzione della riserva. Gli accordi da stipulare con i gestori dovrebbero essere quanto più uniformi possibile, a meno che si debba tenere conto delle specificità di un partecipante. Anche la collaborazione tra Swissgrid e i partecipanti è basata sull'accordo: in questo ambito il loro obbligo di informazione e cooperazione risulta già dalla legge (cpv. 2). Le informazioni riguardano i livelli dell'acqua, le curve livello/contenuto energetico, gli afflussi, gli orari di produzione o la suddivisione tra le centrali partner (per la riduzione del carico si possono considerare i dati dei punti di misurazione). Se necessario, per determinati servizi ausiliari connessi all'amministrazione, Swissgrid può rivolgersi a terzi, ma non può esternalizzare in toto questo compito. Inoltre per il funzionamento del sistema potrebbero essere necessarie disposizioni di ordine superiore, la cui emanazione non compete a Swissgrid, bensì alla ElCom (art. 22). Spesso Swissgrid informa la ElCom di fattispecie che comportano la necessità di ordinare dei provvedimenti.

Il *capoverso 5* descrive la procedura in più fasi del prelievo e come di regola si manifesta il caso di fabbisogno (mancata compensazione del mercato causata dall'esaurimento del potenziale dell'energia di regolazione disponibile sul mercato stesso). All'inizio si osserva la situazione dell'approvvigionamento, un compito comune di Swissgrid e della ElCom. Swissgrid, più vicina alla realtà del settore, tiene aggiornata la ElCom. Le misure vere e proprie di sorveglianza, ad esempio del rispetto degli obblighi di detenzione nei bacini d'acqua, spettano esclusivamente alla ElCom. Tuttavia ai fini dell'osservazione è importante anche l'obbligo di collaborazione, sia con la ElCom sia con Swissgrid, dei partecipanti alla riserva (cpv. 2). La procedura vera e propria, suddivisa in due fasi, prevede l'autorizzazione al prelievo della riserva e il prelievo vero e proprio. Questa procedura viene attivata soltanto se il prelievo della riserva appare probabile. In proposito la ElCom necessita costantemente di informazioni tempestive da parte di Swissgrid, la quale deve garantirle in virtù del suo obbligo di sostegno alla Commissione (cpv. 4). In base all'autorizzazione rilasciata dalla ElCom Swissgrid ha la possibilità, se necessario, di effettuare il prelievo. Nel caso di autorizzazione al prelievo, l'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese (UFAE) non deve essere coinvolto, ma informato. Nei casi più urgenti, tuttavia, il prelievo deve essere possibile anche senza autorizzazione preventiva; questo aspetto potrà essere disciplinato dal Consiglio federale (cpv. 6 lett. b). Nel caso di effettuazione del prelievo, Swissgrid non preleva tutta l'energia, ma solamente quella necessaria. Inoltre non ordina necessariamente il prelievo presso tutti i partecipanti alla riserva, ma può limitarsi a quelli più adatti a fronteggiare il problema. Per svolgere questi compiti Swissgrid dispone di un determinato margine di manovra, ma agisce il più possibile in modo non arbitrario, corretto ed equilibrato. Nel caso sia effettuato, il prelievo è indennizzato separatamente, ossia in aggiunta al compenso per la detenzione della riserva. Al fine di scoraggiare i gestori degli impianti di stoccaggio a indurre un prelievo attraverso comportamenti anomali sul mercato elettrico (ad es. attraverso una ritenzione mirata dell'energia dal mercato), l'indennizzo per l'energia prelevata dalla riserva deve essere nettamente inferiore al prezzo di mercato determinato al momento del prelievo. L'assunzione dei costi relativi all'indennizzo del prelievo deve essere analoga a quella riguardante l'energia di compensazione. Se i gruppi di bilancio provocano squilibri che impongono un prelievo della riserva, devono assumersene le conseguenze finanziarie (cpv. 6 lett. c); tuttavia non devono pagare direttamente i gestori dai quali è prelevata l'energia. In linea di principio i costi legati

alla riserva sono finanziati attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete (art. 15 cpv. 2). Le risorse connesse alla riserva costituiscono un insieme unico, senza ripartizioni, in cui confluiscono il corrispettivo per l'utilizzazione della rete ed eventuali introiti provenienti dai gruppi di bilancio e che serve a finanziare il compenso per la detenzione, i costi amministrativi e l'indennizzo per un eventuale prelievo.

Il *capoverso 6* contiene norme concernenti le deleghe. Il Consiglio federale stabilisce sulla base di fatti, ossia di un'analisi dei rischi per la sicurezza di approvvigionamento, i criteri per il dimensionamento della riserva, il cui elemento principale è dato dall'entità della stessa. Il Governo può stabilire un lasso di tempo, ad esempio tutte le ore a tariffa alta nel corso di una settimana, in cui il fabbisogno di elettricità svizzero deve potere essere interamente soddisfatto, in qualsiasi momento, dalle centrali nazionali. Si tratta della possibilità di uno scioglimento anticipato della riserva, che tuttavia deve costituire un'eccezione. Il punto è che in un dato anno, mentre è ancora detenuta, la riserva può risultare non più necessaria. I gestori partecipanti, specialmente gli impianti di stoccaggio, devono essere esonerati anticipatamente dall'obbligo di detenzione, il che significa che l'energia in questione può essere restituita al mercato. Nel caso normale, cioè in assenza di scioglimento anticipato, l'obbligo di detenere la riserva termina alla fine del periodo di detenzione. Bisogna distinguere lo scioglimento della riserva dalla possibilità di sospensione (cfr. frase introduttiva). Tuttavia, non si vuole trasformare la riserva in uno strumento «dormiente», il che comporterebbe praticamente ogni anno il passaggio da una situazione «con» riserva a una «senza» riserva. Una «sospensione» adotta una prospettiva più a lungo termine: senza questa possibilità, se negli anni a venire la riserva non fosse più necessaria dovrebbe comunque essere costituita, perché sancita dalla legge. È importante poi la procedura del prelievo (lett. b), da effettuare dopo la chiusura delle contrattazioni. Se nel mercato day ahead la domanda di energia elettrica è superiore all'offerta e la lacuna non può essere colmata nemmeno nel mercato intraday (mancata compensazione del mercato), i corrispondenti gruppi di bilancio segnalano il bilancio negativo a Swissgrid che preleva l'energia mancante dalla riserva. In questo modo l'energia della riserva rimane al di fuori del mercato e non crea distorsioni al suo interno. Inoltre il momento del prelievo (al termine delle contrattazioni) evita deflussi della riserva verso l'estero, il che tuttavia non significa un divieto all'esportazione. Potrebbe essere introdotta anche una norma riguardante l'interazione fra le due categorie di riserva (impianti di stoccaggio e riduzione del carico). Infine per le centrali elettriche che beneficiano di un sostegno secondo l'articolo 9<sup>bis</sup> è prevista la possibilità di un cosiddetto obbligo di offerta nella riserva di energia (lett. d).

*Art. 8b* Rilevamento e trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione

I livelli d'acqua, i deflussi e gli afflussi dei bacini di accumulazione svizzeri costituiscono una grandezza fondamentale per lo svolgimento di svariati compiti legati alla sicurezza di approvvigionamento, tra cui in particolare i compiti di osservazione e di sorveglianza della ElCom (art. 22 cpv. 3 e 4) nonché i compiti di Swissgrid connessi all'esercizio della rete di trasporto e della riserva di energia per le situazioni di approvvigionamento critiche (art. 8, 8a e 20). Questi dati sono essenziali anche per monitorare la situazione in materia di approvvigionamento secondo l'articolo 62 LAP.

Nel settore elettrico spetta al settore specializzato Energia dell'organizzazione dell'approvvigionamento economico del Paese (AEP) osservare e analizzare regolarmente l'evoluzione dell'approvvigionamento economico del Paese (cfr. art. 7 dell'ordinanza del 10 maggio 2017<sup>44</sup> sull'approvvigionamento economico del Paese, OAEF); tali compiti possono essere affidati anche a organizzazioni dell'economia (art. 60 cpv. 1 lett. b LAP). I dati relativi ai bacini di accumulazione servono anche all'UFE, ad esempio per redigere la statistica svizzera dell'elettricità secondo la legge del 9 ottobre 1992<sup>45</sup> sulla statistica federale (LStat), per esercitare l'alta vigilanza sull'utilizzazione delle forze idriche secondo l'articolo 1 capoverso 1 della legge del 22 dicembre 1916<sup>46</sup> sulle forze idriche (LUF) nonché la vigilanza secondo l'articolo 22 della legge del 1° ottobre 2010<sup>47</sup> sugli impianti di accumulazione (LImA). Per queste ragioni è opportuno affidare a un unico organo centrale il rilevamento e la trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione. Trattandosi di dati commercialmente sensibili, che devono essere rilevati e rielaborati in modo automatizzato, efficiente e in quantità considerevoli, l'organo in questione deve soddisfare requisiti elevati in termini di indipendenza, affidabilità nonché know-how infrastrutturale e informatico. Secondo il *capoverso 1* questo organo è designato dal Consiglio federale; in particolare sarebbe indicato l'Istituto federale di metrologia, che dispone di grande esperienza nel settore in quanto, in virtù dell'articolo 3 capoverso 1 lettera a dell'ordinanza del 21 novembre 2012<sup>48</sup> sull'Istituto federale di metrologia, gestisce la rete di misurazione idrologica per l'Ufficio federale dell'ambiente. I gestori delle centrali elettriche devono fornire i dati storici una sola volta, con una sufficiente granularità, al fine di valutare la situazione attuale in materia di approvvigionamento rispetto al passato, ad esempio il contenuto di energia dei bacini nonché gli apporti verso impianti ad acqua fluente e ad accumulo. Inoltre trasmettono periodicamente i dati aggiornati sui bacini di accumulazione, ad esempio il contenuto di energia, i livelli d'acqua, i contenuti massimi di energia, la somma degli sfiori inclusi gli spurghi nonché gli apporti verso i singoli impianti ad accumulo e ad acqua fluente per le singole centrali. Se l'esercizio passa dalla modalità normale a quella stand-by, ossia la situazione in materia di approvvigionamento è considerata critica ed è possibile effettuare il prelievo di energia dalla riserva, i dati devono essere forniti con una maggiore frequenza (ad es. quotidianamente anziché settimanalmente). La modalità stand-by è dichiarata quando l'AEP aumenta il grado di prontezza oppure la ElCom autorizza il prelievo di energia dalla riserva nelle situazioni di approvvigionamento critiche.

Il *capoverso 2* disciplina la trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione che può avvenire solo nella misura necessaria allo svolgimento dei compiti dei rispettivi destinatari. Il criterio della misura necessaria riguarda in particolare la periodicità della trasmissione e la granularità dei dati. Ad esempio per l'osservazione della situazione in materia di approvvigionamento secondo la LAP nell'esercizio normale è sufficiente una trasmissione settimanale dei dati aggregati a livello regionale. Se invece si passa alla modalità stand-by i dati relativi ai bacini di accumulazione e alle centrali

44 RS 531.11

45 RS 431.01

46 RS 721.80

47 RS 721.101

48 RS 941.272

elettriche devono essere forniti e trasmessi tutti i giorni. Oltre che ai destinatari esplicitamente menzionati, i dati relativi ai bacini di accumulazione possono essere trasmessi anche ad altri uffici federali, se necessari per lo svolgimento dei loro compiti, in particolare all'UFAM (modellazione idrologica e protezione contro le piene), come pure allo Stato maggiore di condotta dell'esercito e alla Centrale nazionale d'allarme.

Essendo dati dei gestori delle centrali commercialmente sensibili, secondo il *capoverso 3* i dati relativi ai bacini di accumulazione devono essere trattati in modo assolutamente confidenziale dall'organo designato dal Consiglio federale e dai destinatari di cui al capoverso 2. In particolare questi dati non possono essere richiesti mediante domanda di accesso ai documenti ufficiali secondo la legge del 17 dicembre 2004<sup>49</sup> sulla trasparenza (LTras). In altre parole il capoverso 3 costituisce una disposizione speciale ai sensi dell'articolo 4 lettera a LTras. Inoltre i destinatari di cui al capoverso 2 che ricevono dall'organo designato i dati relativi ai bacini di accumulazione adottano misure volte a impedire che possano essere utilizzati per altri scopi.

#### *Art. 9<sup>bis</sup>* Incremento della produzione di energia elettrica d'inverno

*Capoverso 1:* l'articolo 9<sup>bis</sup> contiene la base e gli strumenti per il rafforzamento dell'approvvigionamento elettrico nella stagione invernale. Prevede per il settore che effettua gli investimenti un incremento di 2 TWh entro il 2040 e mette a disposizione un sostegno finanziario. Questa misura costituisce un caso applicativo dell'articolo 9 introdotto dal legislatore, in cui tuttavia sono applicati una procedura specifica, un ordine di priorità per quanto riguarda la tecnologia e criteri ben precisi. Il principale criterio che un impianto deve soddisfare per rientrare nell'ambito di validità dell'articolo 9<sup>bis</sup> è l'idoneità a produrre energia elettrica indigena in inverno; è ovvio quindi che l'impianto deve essere collegato alla rete elettrica svizzera. Il fatto che l'elettricità debba essere prelevabile in modo sicuro in inverno implica di regola una capacità di stoccaggio. A questa si aggiunge l'importante obiettivo della sostenibilità: la produzione deve essere neutra dal punto di vista climatico, ossia del CO<sub>2</sub> o di altre emissioni dannose per il clima, un criterio questo specificato dal Consiglio federale (cfr. cpv. 3). Il termine di centrale elettrica comprende anche gli ampliamenti, quindi nelle centrali idroelettriche ad accumulazione anche gli innalzamenti di dighe. Non sono ammessi contributi doppi: per lo stesso progetto non può quindi essere versato un sostegno secondo la LEn e uno secondo l'articolo 9<sup>bis</sup> LAEl.

Il *capoverso 2* assegna la priorità per l'incremento alle centrali idroelettriche ad accumulazione e a tal fine prevede una procedura su due livelli: innanzitutto viene individuato un gruppo di impianti e di meccanismi di compensazione ecologica adeguati con il più ampio consenso possibile. Il risultato è una lista degli impianti redatta dal DATEC (lett. a); dopodiché l'UFE concede i contributi d'investimento (lett. b).

I progetti sono identificati in modo consensuale, tra le altre cose, per quanto concerne l'accettazione del sito e gli impatti ambientali. Il dialogo può svolgersi nel quadro di una «tavola rotonda» o in un'altra forma e dovrebbe coinvolgere i rappresentanti delle principali parti interessate. Una simile «tavola rotonda» è già stata lanciata, ma è pensabile l'inclusione successiva anche di altri soggetti oltre a quelli menzionati nella

legge. Per quanto possibile i progetti inseriti dal DATEC nella lista dovrebbero raggiungere l'obiettivo di incremento di 2 TWh entro il 2040, basarsi su di un ampio consenso e comportare interventi minimi sull'ambiente. L'espressione «il più possibile» si riferisce quindi a tutti e tre gli aspetti. La lista non è emanata nell'ordinanza e nemmeno mediante decisione singola, bensì sotto forma di decisione, analogamente alla definizione di una misura pianificatoria, e deve essere pubblicata; il DATEC dispone inoltre di un certo margine di discrezionalità nella sua redazione. Non sussiste alcun diritto ad essere inclusi nella lista e nemmeno diritti di partecipazione e procedurali specifici. La lista serve a dare maggiore certezza a tutte le parti coinvolte e non sostituisce il permesso di costruire che come al solito è concesso perlopiù nel quadro delle procedure di autorizzazione cantonali (concessione e permesso di costruire). Nell'ambito di questa procedura viene svolto un esame completo, anche per quanto riguarda la protezione della natura e del paesaggio e le misure compensative. In questa valutazione complessiva si dovrebbe dare il giusto peso al fatto che un progetto è incluso nella lista del DATEC.

Secondo la *lettera b*, dopo aver esaminato le domande, l'UFE concede i contributi d'investimento, considerando solamente i progetti inclusi nella lista. Il fatto che per un progetto sia presentata una domanda di contributo d'investimento immediatamente dopo la redazione della lista oppure successivamente dipende dalla fase di progettazione in cui si trova. Tuttavia al momento della presentazione della domanda di solito deve essere già disponibile il permesso di costruire. Per quanto riguarda la definizione di costi computabili, ci si riferisce essenzialmente alla LEn, ma il Consiglio federale può anche stabilire diversamente. Per il resto le norme della LEn sui contributi d'investimento nell'articolo 9<sup>bis</sup> sono applicabili per analogia solo in misura limitata. Ad esempio non avrebbe senso applicare la norma concernente l'inizio dei lavori di costruzione, mentre sarebbe ragionevole un versamento rateale del contributo. Oltre che un contributo ai costi dell'infrastruttura è prevista anche la possibilità di ottenere un contributo ai costi di progettazione: per entrambi l'importo massimo è pari al 40 per cento dei costi computabili, con percentuali variabili a seconda del tipo. Il contributo può aumentare sino al 60 per cento nei casi eccezionali in cui, a lungo termine, il 40 per cento non consentirebbe un esercizio redditizio. Poiché devono essere corredata da prove dettagliate e considerato il lungo orizzonte temporale, questi casi rappresentano una sfida: di conseguenza il Consiglio federale stabilirà dei requisiti per tale prova. Non sono ammessi contributi superiori al 40 per cento nemmeno nel caso in cui per gli impianti che non siano centrali idroelettriche – in una possibile seconda fase del meccanismo di cui all'articolo 9<sup>bis</sup> possono essere considerate anche altre tecnologie mediante le aste (cpv. 3) – necessitino di un sostegno finanziario nettamente inferiore. Infine tutti i possibili contributi sono assoggettati al tetto massimo di cui al capoverso 4 e all'applicazione del supplemento del Consiglio federale.

Il *capoverso 3* disciplina la seconda fase dell'incremento (2 TWh entro il 2040) mediante altre tecnologie. A decidere se e quando inizierà questa fase è il DATEC, che lo farà presumibilmente entro il 2030. Se opportuno, per un certo periodo la prima fase (centrali idroelettriche) e la seconda (altre tecnologie) possono coincidere. Il fatto che la seconda fase sia già iniziata non deve escludere a priori un contributo a un impianto idroelettrico ad accumulazione (prima fase), in ogni caso non se la domanda è già stata presentata. Gli impianti o i progetti che rientrano nella seconda fase sono selezionati mediante aste neutrali sotto il profilo della tecnologia e presentano tempi

di realizzazione più brevi rispetto alle centrali idroelettriche; innanzitutto si possono considerare le centrali a gas combinate. A tutti gli impianti selezionati mediante asta si applicano i criteri di cui al capoverso 1. Il criterio fondamentale della neutralità climatica consiste in una produzione neutra sotto il profilo climatico, precisamente esente da CO<sub>2</sub>. Tale criterio è soddisfatto anche se si utilizzano le tecnologie di *Carbon Capture and Storage* oppure i gas rinnovabili (biogas, idrogeno rinnovabile, metano rinnovabile). Ulteriori possibilità sono la compensazione del CO<sub>2</sub> o le tecnologie a emissioni negative e in generale le tecnologie che rispettano gli standard della legge sul CO<sub>2</sub> vigente. Oltre a quelli previsti nel capoverso 1, potrebbero servire altri criteri concernenti soprattutto l'idoneità e l'ubicazione. Si può ipotizzare una procedura su due livelli: i progetti che non soddisfano i criteri di cui al capoverso 1 oppure quelli che non hanno alcuna possibilità sarebbero esclusi sin dall'inizio (prequalifica). I restanti progetti potrebbero partecipare all'asta e nella valutazione delle offerte verrebbero considerati i criteri dettagliati summenzionati. L'UFE deve poter stabilire in modo più preciso, per ogni asta, i possibili criteri nell'ordinanza. A parte questo aspetto, come caratteristico per le aste vengono individuati soprattutto i progetti economicamente più interessanti, ossia che permettono con il denaro impiegato di produrre la maggior quantità possibile di energia elettrica in inverno. L'UFE può coinvolgere terzi a sostegno dello svolgimento delle aste; infine, insieme all'aggiudicazione, emana una decisione sul contributo d'investimento. Ma ciò non significa che l'impianto possa essere realizzato: a questo scopo sono necessari i pertinenti permessi delle autorità competenti. La partecipazione all'asta non presuppone necessariamente la disponibilità del permesso di costruire, ma per una realizzazione tempestiva, in vista dell'orizzonte temporale del 2040, dovrebbe essere perlomeno superato il controllo della plausibilità.

Secondo il *capoverso 4*, per il nuovo strumento di cui all'articolo 9<sup>bis</sup> è attivato il supplemento già previsto dall'articolo 9: denominato «supplemento invernale», viene versato su un conto separato del Fondo per il supplemento rete ai sensi della LEnE. Il Consiglio federale ne stabilisce l'importo «in funzione delle necessità» fino a un massimo di 0,2 ct./kWh. Questa precisazione comprende anche la costituzione di una determinata riserva: l'incremento infatti inizierà alcuni anni dopo l'entrata in vigore dell'articolo 9<sup>bis</sup> e quindi diversi progetti potrebbero diventare attuali nello stesso periodo. Il Consiglio federale deve pertanto poter livellare la riscossione delle risorse e azzerare il supplemento nel momento in cui non fosse più necessario. Se, una volta esaurito il meccanismo di cui all'articolo 9<sup>bis</sup>, sullo specifico conto del Fondo dovesse rimanere un importo considerevole, queste risorse andrebbero adeguatamente restituite. Le modalità previste dalla LEnE si applicano per analogia anche al supplemento invernale che pertanto è riscosso dall'organo di esecuzione e può essere traslato sui clienti finali. Non è invece previsto alcun rimborso alle imprese ad alta intensità energetica. Il supplemento invernale deve essere indicato separatamente in fattura (art. 12).

In vista delle future disposizioni esecutive emanate dal Consiglio federale il *capoverso 5* affronta alcuni aspetti specifici. Sia per la prima fase (forza idrica) che per la seconda (aste aperte a tutte le tecnologie) occorre considerare le possibili conseguenze nel caso in cui un gestore presenti un progetto senza essere realmente interessato alla sua realizzazione oppure se dopo averlo presentato lo abbandona senza un motivo valido o giustificato. Come usuale nel sistema delle aste, in questi casi viene applicata

una sanzione (lett. b); la norma in questione potrebbe addirittura comprendere corrispondenti depositi di garanzia. In casi eccezionali, i risultati acquisiti durante i lavori di progettazione di centrali idroelettriche ad accumulazione (lett. a) potrebbero essere trasmessi ad altri potenziali promotori, in particolare nel caso di nuove centrali elettriche in nuovi siti, mentre per gli ampliamenti risulterebbe una soluzione troppo complessa e poco praticabile. Infine la lettera c prevede la restituzione dei contributi d'investimento da parte dei gestori che successivamente, grazie al sostegno all'infrastruttura, conseguono utili elevati. La restituzione è parziale e moderata. Nelle norme concernenti i rimborsi dovranno essere stabiliti i periodi, di una certa durata, da considerare. Di conseguenza potrebbe inoltre essere necessario conservare i dati contabili più a lungo del solito.

#### *Art. 9b cpv. 2*

Relativamente all'ampliamento della rete, l'articolo 9b sancisce il cosiddetto principio NOVA. Le misure di ottimizzazione comprendono anche l'utilizzo della flessibilità, elemento questo che deve essere precisato nella norma. Secondo il principio NOVA, di regola si procede ad un ampliamento solamente se l'obiettivo di una rete sicura, performante ed efficiente non può essere raggiunto attraverso altri provvedimenti. Se risulta una misura più efficiente, l'utilizzo della flessibilità deve essere prioritario rispetto ad altre misure.

#### *Art. 12*                      Informazione e fatturazione

Il capoverso 1 elenca tutti gli obblighi di pubblicazione dei gestori di rete. Il nuovo obbligo di pubblicare i contributi ai costi di rete si applica ovviamente soltanto se il gestore di rete riscuote questo tipo di contributi. Esso serve agli utenti allacciati alla rete (ad es. il gestore di una stazione di ricarica) per stimare nel modo più preciso possibile i relativi costi. Di conseguenza il gestore di rete è tenuto a comunicare le modalità di calcolo solitamente utilizzate e l'importo previsto del contributo ai costi di rete (ad es. distinguendo in base al livello di tensione e alla linea di allacciamento).

Per quanto riguarda gli obblighi di informazione, il Consiglio federale potrebbe inoltre imporre alle aziende di approvvigionamento elettrico, in virtù dell'articolo 59 capoverso 1 lettera a LEnE, di indicare in fattura il consumo medio di elettricità di consumatori finali comparabili (ad es. dello stesso gruppo di clienti). Ciò potrebbe sensibilizzare i consumatori finali con un consumo relativamente elevato e incentivarli a ridurlo. Il valore medio da indicare potrebbe riferirsi al portafoglio clienti del fornitore o del fornitore del servizio universale in questione oppure a valori nazionali.

Il *capoverso 2* si riferisce sia ai fornitori del servizio universale sia ai fornitori di energia elettrica sul mercato libero.

La nuova formulazione del *capoverso 2* (ora *capoverso 3*) è la conseguenza delle modifiche nel settore delle misurazioni.

Il contenuto del precedente *capoverso 3* è stato trasferito nel nuovo articolo 13a.

Il *capoverso 4* soddisfa una delle richieste dei consumatori.

### Art. 13 cpv. 3

La precedenza nell'attribuzione delle capacità di rete accordata dall'attuale capoverso 3 alle forniture a consumatori finali nel servizio universale (lett. a risp. b) e alle forniture a partire da energie rinnovabili (lett. c) non è attuabile nella prassi per ragioni tecniche di sistema. L'attribuzione di una priorità a determinate tecnologie di produzione è fattibile solamente a livello di immissione nella rete (cfr. ad es. art. 15 LEnE) e – attraverso il sistema dei gruppi di bilancio – nell'assegnazione delle capacità della rete di trasporto transfrontaliera (cfr. art. 17 cpv. 1 e 2). All'interno della zona di regolazione Svizzera invece non è possibile un'assegnazione differenziata delle capacità di rete. Per questa ragione, essendo privo di significato nella prassi, il capoverso 3 è abrogato.

### Art. 13a Processi di cambio

Secondo il *capoverso 1* il Consiglio federale può prescrivere al settore il termine entro il quale deve avvenire il cambio del fornitore. Per quanto riguarda il cambio nel servizio universale e nell'approvvigionamento sostitutivo, il Consiglio federale stabilisce in particolare i termini e le scadenze. Inoltre secondo la *lettera a* può assegnare anche dei compiti agli operatori coinvolti (ad es. l'attribuzione di obblighi di notifica).

Nel servizio universale (*lett. b*) appare sensato concedere la possibilità di ingresso o uscita una volta all'anno, ragionevolmente alla fine dell'anno. Così facendo i piccoli consumatori (consumo annuo < 100 MWh) possono effettuare periodicamente il cambio, senza che ciò provochi un aumento delle tariffe del servizio universale dovuto alla scarsa pianificabilità; cambi troppo frequenti infatti non permetterebbero al fornitore del servizio universale di organizzarsi adeguatamente, costringendolo a effettuare costosi acquisti.

Nell'approvvigionamento sostitutivo (*lett. c*) è ragionevole che i consumatori finali possano scegliere di rientrare nel libero mercato o passare al servizio universale già dopo un mese. In questo caso è opportuno fissare un termine per quanto possibile breve, in quanto l'approvvigionamento sostitutivo non è assoggettato a tariffe vincolanti, ma soltanto alla sorveglianza su possibili abusi (cfr. art. 22 cpv. 2 lett. c).

Per quanto riguarda i contratti di fornitura di energia elettrica conclusi dai piccoli consumatori sul libero mercato (*lett. d*), il Consiglio federale deve prevedere almeno la possibilità di disdetta alla fine di ogni anno, nel rispetto di un determinato termine; diversamente non sarebbe possibile rientrare nel servizio universale all'inizio di ogni anno civile, come previsto. Inoltre, trascorso un anno, i piccoli consumatori possono disdire i contratti stipulati sul libero mercato in qualsiasi momento e senza costi aggiuntivi, nel rispetto di un termine di disdetta di due mesi. Così facendo i clienti dell'energia elettrica sono meglio protetti a lungo termine da condizioni commerciali sfavorevoli anche sul mercato libero.

Lo svolgimento dei processi di cambio comporta dei costi per il gestore della rete di distribuzione. Nonostante in linea di principio questi costi siano attribuibili a un determinato consumatore finale, il *capoverso 2* ne vieta un'attribuzione individuale, per evitare di ostacolare l'accesso al mercato addebitando i costi di cambio. Questo divieto riguarda i gestori della rete di distribuzione nella loro funzione sia di gestori della rete sia di fornitori del servizio universale. Il cambio del fornitore nel libero

mercato o il passaggio dal mercato al monopolio (approvvigionamento sostitutivo e servizio universale) e viceversa possono comportare per loro costi sia nella componente rete sia nella componente energia. I primi possono essere considerati nella definizione delle tariffe per l'utilizzazione della rete, i secondi nella definizione delle tariffe del servizio universale o delle condizioni dell'approvvigionamento sostitutivo. Viceversa, a causa del divieto di sovvenzionamento trasversale (art. 10 cpv. 1), un'impresa di approvvigionamento elettrico non può includere nelle tariffe regolate le spese da attribuire al libero mercato (ad es. per l'acquisizione di nuovi clienti).

*Art. 14, rubrica, cpv. 1, 3, frase introduttiva e lett. a ed f, nonché 3<sup>bis</sup>*

Nel *capoverso 1* viene aggiunto un periodo concernente le differenze di copertura, ossia la differenza tra l'importo totale riscosso dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e la totalità dei costi di rete computabili al gestore di rete nell'anno tariffario in questione. Se la differenza di copertura è positiva – ossia gli introiti superano i costi computabili – risulta una copertura in eccesso, nel caso contrario una copertura insufficiente. Trattandosi di un aspetto centrale nelle disposizioni relative alle tariffe per l'utilizzazione della rete e ai costi di rete computabili, è opportuno introdurre una norma di legge (cfr. a riguardo anche l'art. 15 cpv. 3<sup>bis</sup> primo periodo). Il periodo entro il quale devono essere compensate le differenze di copertura può essere precisato nell'ordinanza: secondo la prassi attuale della ElCom solitamente è di tre anni. Se non sono compensate entro il termine stabilito, le coperture insufficienti vanno perse e il gestore di rete deve rinunciare ai corrispondenti introiti. Se invece sono le differenze in eccesso a non essere compensate entro il termine previsto, la ElCom può disporre una riduzione proporzionale della tariffa per l'utilizzazione della rete (art. 22 cpv. 2 lett. b terzo periodo).

Così come le tariffe del servizio universale, anche le tariffe per l'utilizzazione della rete sono stabilite per un anno, come risultava già dai precedenti articoli 6 e 7. Per una maggiore coerenza nella struttura della legge, gli aspetti relativi alla rete sono trattati separatamente e pertanto questa disposizione è inserita nel *capoverso 3* (frase introduttiva). Poiché a seguito della modifica della *lettera a* le tariffe per l'utilizzazione della rete non devono avere strutture semplici, ma solamente più comprensibili, vi è un più ampio margine di manovra nella definizione dinamica delle tariffe, anche sotto il profilo temporale. La nuova *lettera f* specifica il principio di causalità nel senso che i clienti con consumo proprio e i raggruppamenti ai fini del consumo proprio considerati nel loro complesso non devono essere svantaggiati nella tariffazione. Ciò è rilevante in particolare per la struttura delle singole componenti tariffarie, ossia quelle legate al lavoro, alla potenza e di base, tanto più che in linea di principio questa può variare per i diversi gruppi di clienti. Probabilmente, come già avviene ora, per il livello di rete 7 il Consiglio federale emanerà disposizioni esecutive più specifiche, basandosi sulle proposte avanzate nel progetto posto in consultazione (si veda a riguardo anche il numero 3.1.10). Per quanto riguarda queste disposizioni tariffarie generali occorre ricordare che la *lettera c* concerne solamente le tariffe della rete di distribuzione.

La lieve riformulazione del *capoverso 3<sup>bis</sup>* – a essere determinate sono le tariffe e non il corrispettivo – chiarisce che in linea di principio i costi di rete computabili si ripercuotono sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete attraverso le tariffe. Nel rispetto

del principio di causalità tuttavia, ai sensi del capoverso 3<sup>ter</sup> i costi di rete attribuibili direttamente a un utente della rete possono anche essere fatturati individualmente, se esiste una corrispondente base legale (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004<sup>50</sup> concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico).

*Art. 15 cpv. 1, 2 lett. a, d, 3 lett. b, 3<sup>bis</sup>, frase introduttiva e lett. a, d, nonché 3<sup>ter</sup>*

Le modifiche dei *capoversi 1 e 3* chiariscono che i costi d'esercizio computabili non includono alcuna componente legata all'utile. Quest'ultima è compresa solamente nei costi del capitale computabili: il tasso di costo medio del capitale, il cosiddetto WACC, è infatti fissato in modo che risulti un adeguato utile d'esercizio. Pertanto nella prassi non cambia nulla.

Nel *capoverso 2* vengono aggiunte due nuove voci. In tal modo si chiarisce che in linea di principio i costi per la riserva di energia e l'utilizzazione della flessibilità sono conteggiati nel corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Per quanto riguarda la computabilità, nei rispettivi casi si applicano naturalmente i criteri di cui al capoverso 1. Riguardo alla flessibilità sono compresi solo i costi per la flessibilità al servizio della rete.

*Capoverso 3<sup>bis</sup>*: sulla base del nuovo primo periodo il Consiglio federale può specificare ulteriormente la normativa per la gestione delle cosiddette differenze di copertura (art. 14 cpv. 1 secondo periodo; cfr. a riguardo anche il commento all'art. 14 cpv. 1). Al fine di evitare che si creino in modo sistematico differenze di copertura negative, inefficienti sotto il profilo economico, il Consiglio federale potrebbe prevedere ad esempio che alle coperture insufficienti – in questo caso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete incassato nei periodi tariffari precedenti è inferiore ai costi di rete computabili – non sia applicato il tasso di costo medio del capitale (WACC). La modifica della *lettera a* è legata alle novità introdotte nell'ambito delle misurazioni: a seguito della nuova libertà di scelta in questo settore, non è più possibile dichiarare computabili determinati costi per la sensibilizzazione nel settore della riduzione del consumo (questa norma ora fa parte dell'attuale *lettera a*).

*Capoverso 3<sup>ter</sup>*: per maggiore chiarezza è trasferita in questo capoverso la norma sinora contenuta nei capoversi 1 e 3<sup>bis</sup> lettera d.

Per quanto concerne i costi d'esercizio, l'intenzione è di precisare nella OAEI quanto segue: le prestazioni fornite al gestore di rete da un'altra unità interna all'azienda o al gruppo sono computabili al massimo per un importo corrispondente alle prestazioni che avrebbe fornito il gestore di rete stesso. Se i costi conteggiati internamente superano i prezzi di mercato, sono computabili al massimo i prezzi di mercato.

*Art. 15a* Costi speciali della rete di trasporto

Il *capoverso 1* stabilisce che due tipologie di costi, direttamente connessi alla garanzia della sicurezza di approvvigionamento a livello nazionale, sono computabili come costi d'esercizio della rete di trasporto. Così facendo, e in linea con l'orientamento di

<sup>50</sup> FF 2005 1447, in particolare 1492.

questa attività, i costi possono essere distribuiti tra tutti i consumatori finali a livello nazionale. Si tratta di una norma sussidiaria che si applica soltanto se i costi non possono essere coperti attraverso altri strumenti di finanziamento in virtù di leggi speciali, ossia al di fuori dell'ambito della LAEL (cfr. art. 38 LAP). Le misure della LAP volte a garantire l'approvvigionamento di energia elettrica di cui alla *lettera b* comprendono le misure preparatorie secondo l'articolo 5 LAP, le misure d'intervento economico secondo gli articoli 31 e 32 LAP nonché le attività correlate all'osservazione della situazione in materia di approvvigionamento (art. 62 LAP). Nei periodi di approvvigionamento regolare, gli organi dell'approvvigionamento economico del Paese, in collaborazione con le imprese del settore elettrico, predispongono l'esecuzione di prescrizioni in materia di gestione nel settore dell'approvvigionamento di energia elettrica e a tal fine adottano i provvedimenti tecnici e organizzativi necessari. Il Consiglio federale può affidare a organizzazioni del settore dell'energia elettrica anche compiti pubblici, ad esempio l'osservazione del mercato o attività di esecuzione nell'ambito delle misure preparatorie e d'intervento dell'approvvigionamento economico del Paese (art. 60 LAP). Di regola si tratta di associazioni di diritto privato e corporazioni di diritto pubblico; tuttavia, se idonee, possono essere incluse anche le corporazioni di diritto privato, ma solo se a maggioranza pubblica, ad esempio la società nazionale di rete. Sono computabili solamente i costi sostenuti da gestori di rete, produttori e gestori di impianti di stoccaggio *direttamente* connessi alla preparazione e all'attuazione di tali misure. Non essendo coinvolti né nella preparazione né nell'esecuzione delle misure della LAP, i consumatori finali non sostengono direttamente tali costi e pertanto non rientrano nel campo d'applicazione di questa disposizione. Dal punto di vista materiale, non sono presi in considerazione gli eventuali costi conseguenti per i soggetti interessati dalle misure d'intervento economico, ad esempio le perdite finanziarie per i consumatori finali dovute alla mancata produzione. L'indennizzo riconosciuto all'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES) per lo svolgimento dei compiti di cui all'articolo 1 capoverso 1 dell'ordinanza del 10 maggio 2017<sup>51</sup> sull'organizzazione del settore dell'energia elettrica per garantire l'approvvigionamento economico del Paese (OOSE), continua a essere stabilito dal Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca (art. 4 cpv. 1 OOSE) e non traslato sugli utenti attraverso i costi d'esercizio della rete di trasporto.

Infine, affinché i relativi costi siano computabili come costi d'esercizio della rete di trasporto, le misure della LAP devono essere *necessarie*. Questa condizione si riferisce sia al fabbisogno in quanto tale sia all'ammontare dei costi. La necessità di una misura è verificata secondo il *capoverso 2* ex ante dall'UFAE e non comporta pertanto un rischio a carico dei gestori di rete, produttori e gestori di impianti di stoccaggio coinvolti. Ribaltando la prospettiva ciò significa che non spetta alle imprese del settore elettrico predisporre le misure della LAP. Inoltre l'UFAE verifica ex ante in particolare se i costi sono direttamente connessi alla preparazione e all'attuazione di tali misure e se è applicabile l'articolo 15a, vale a dire se non sono disponibili altri strumenti finanziari. Per effettuare questa verifica l'UFAE può basarsi, ad esempio, su un elenco predisposto dal settore specializzato Energia dell'Approvvigionamento economico del Paese delle misure previste con la relativa stima dei costi. La verifica dei costi effettivi viene eseguita, come per i restanti costi di rete, solamente ex post, con l'unica

<sup>51</sup> RS 531.35

differenza che responsabile dei costi della LAP è l'UFAE e non la ElCom. Poiché le condizioni sono già state verificate ex ante, il risultato è una verifica dei costi limitata, che dovrebbe riguardare prevalentemente i casi di superamento dei costi di notevole entità e gli errori contabili.

Secondo il *capoverso 3* il Consiglio federale emana, tra le altre, disposizioni esecutive concernenti l'indicazione all'AEP o all'UFAE dei costi attribuiti alla rete di trasporto secondo il presente articolo, come pure l'eventuale obbligo di pubblicazione dei costi distribuiti tra tutti i consumatori finali attraverso la rete di trasporto.

#### *Art. 15a<sup>bis</sup>, rubrica e cpv. 1*

La disposizione del *capoverso 1 lettera a* corrisponde al diritto vigente. La nuova *lettera b* introduce nella legge una norma precedentemente prevista dall'ordinanza (cfr. art. 15 cpv. 1 lett. a OAEI).

#### *Art. 17a* Competenza e diritti di scelta

Il *capoverso 1* disciplina la competenza principale dei gestori di rete; i loro compiti comprendono, oltre alla misurazione operativa, anche la designazione e la gestione dei punti di misurazione. Non rientra invece tra le loro competenze l'esercizio delle stazioni di misurazione e la fornitura dei servizi di misurazione, se i clienti che fruiscono dei servizi di misurazione esercitano il diritto di scelta concesso loro per legge (cfr. anche *cpv. 4 secondo periodo*). Essendo un compito dei gestori di rete, nell'esercizio di questa competenza sono tenuti al rispetto delle disposizioni sulla disgiunzione, in particolare non possono utilizzare le informazioni sensibili sotto il profilo commerciale, in tal modo ottenute per le attività sul libero mercato (art. 10 cpv. 2).

Il *capoverso 2* assegna a determinati clienti che fruiscono dei servizi di misurazione il diritto di scegliere liberamente il gestore delle stazioni di misurazione e/o il fornitore dei servizi di misurazione. Questo diritto di scelta spetta a tutti i produttori di energia elettrica e ai gestori degli impianti di stoccaggio; i consumatori finali possono esercitarlo solamente se è soddisfatto uno dei requisiti di legge (*lett. a-c*).

I piccoli consumatori finali possono accedere al libero mercato nel settore della misurazione attraverso l'offerta di flessibilità (*lett. c n. 1*) soltanto se non è al servizio della rete, ossia non è destinata al gestore della rete di distribuzione (cfr. art. 17b<sup>bis</sup> cpv. 2). Un tipico esempio di utilizzo della flessibilità concernente il consumo al servizio della rete è dato dai boiler, la cui accensione è controllata dal gestore della rete di distribuzione attraverso i cosiddetti telecomandi centralizzati. Consentono invece l'accesso al libero mercato, ad esempio, le offerte destinate ai fornitori di prestazioni di servizio relative al sistema, in cui il potenziale di flessibilità di diversi consumatori finali viene raggruppato («pooling») e offerto alla società nazionale di rete come regolazione terziaria. Altre risorse in termini di flessibilità sono costituite da pompe di calore, boiler/accumulatori di calore combinati o stazioni di ricarica per i veicoli elettrici. In questi casi è ragionevole che anche i piccoli consumatori finali possano scegliere liberamente l'offerente poiché talvolta per il fornitore di servizi esterno è importante che tutti i suoi clienti utilizzino gli stessi dispositivi di misurazione (parco di contatori omogeneo), tra le altre cose al fine di ottimizzare i costi (d'acquisto) e l'esercizio dei dispositivi di misurazione.

I servizi di cui un consumatore finale può usufruire per ridurre il proprio consumo di energia e che gli permettono di accedere al libero mercato nel settore della misurazione (n. 2) sono di vario tipo, come le applicazioni smart (ad es. l'automazione degli edifici per gli impianti fotovoltaici, la mobilità elettrica e le pompe di calore). In questo ambito l'accesso ai dati di misurazione può servire, tra le altre cose, a registrare gli effetti di queste installazioni sul consumo di energia elettrica e a valutare l'opportunità di adottare ulteriori misure. Infine possono essere considerati i servizi energetici connessi alle misure di efficienza energetica.

Per quanto riguarda l'esercizio del diritto di scelta, nel rapporto di locazione potrebbero essere posti anche requisiti di diritto in materia di locazione tra il locatario in qualità di consumatore finale con diritto di scelta e il proprietario. Ad esempio a un locatario non è concesso di accedere alla regolazione di una pompa di calore al fine di offrire la flessibilità concernente il consumo. Tuttavia, data l'ampia gamma di possibilità in questo ambito del diritto di locazione, non è possibile stabilire norme generali.

In linea di principio un consumatore finale ha diritto di scelta solo nei centri di consumo nei quali è soddisfatto uno di questi requisiti legali; tuttavia il *capoverso 3* prevede una norma speciale per i cosiddetti utenti multisito. Si tratta di aziende che dispongono di diversi centri di consumo con un consumo annuo complessivo di almeno 100 MWh. Gli utenti multisito possono esercitare il diritto di libera scelta del gestore delle stazioni di misurazione e del fornitore dei servizi di misurazione in tutti i centri di consumo dell'azienda. Quali centri di consumo siano attribuibili all'azienda è frutto di una valutazione economica. Se il consumo annuo dell'azienda non raggiunge la soglia prevista, l'adempimento dei requisiti di cui al *capoverso 2* deve essere valutato separatamente per ogni centro di consumo.

Il *capoverso 4* chiarisce il carattere globale del diritto di scelta: ad esempio nel caso di un produttore di energia elettrica o di un consumatore in regime di consumo proprio, tale diritto non si limita alla misurazione della produzione netta di energia elettrica, ma si estende anche alla misurazione nel punto di raccordo alla rete (*primo periodo*). Se i clienti che fruiscono di servizi di misurazione non esercitano il proprio diritto di scelta, la competenza rimane del gestore della rete di distribuzione locale (*secondo periodo*).

Secondo il *capoverso 5* il Consiglio federale può disciplinare i processi di cambio (soprattutto gli obblighi di comunicazione, le scadenze e i termini) e stabilire le modalità di disdetta dei contratti per il libero mercato. Per rendere più snella la procedura di cambio dell'offerente è opportuno dare ai clienti che fruiscono dei servizi di misurazione la possibilità di disdire i contratti conclusi con i gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori dei servizi di misurazione alla fine di ogni mese con un termine di disdetta di tre mesi.

#### *Art. 17a<sup>bis</sup>*      Compenso e tariffe per la misurazione

Secondo il diritto vigente i gestori di rete traslano anche tutti i costi sostenuti nel quadro dell'adempimento dei compiti previsti dalla legge nel settore delle misurazioni alla totalità dei consumatori finali del proprio comprensorio attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Questa attribuzione dei costi non risulta più corretta in

un mercato libero, in cui i clienti che fruiscono di servizi di misurazione, anche se magari solo i più grandi, possono scegliere liberamente il proprio offerente. Infatti mantenendo questo sistema i consumatori finali che scelgono sul libero mercato i fornitori dei servizi di misurazione dovrebbero assumersi non solo i propri costi di misurazione, ma anche – attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete – quelli di altri clienti che fruiscono di servizi di misurazione. Inoltre i produttori di elettricità che conformemente al principio del punto di prelievo (art. 14 cpv. 2) non versano il corrispettivo per l'utilizzazione della rete sarebbero scarsamente incentivati a scegliere un altro fornitore dei servizi di misurazione.

Il *capoverso 1* garantisce un'imputazione dei costi basata sul principio di causalità: d'ora in poi per i costi sostenuti nel quadro della competenza principale loro assegnata per legge i gestori di rete devono fissare tariffe di misurazione basate sui costi. Il periodo tariffario è stabilito nell'ordinanza: presumibilmente si tratterà (anche in questo caso) di tariffe di durata annua. Partendo dalle tariffe di misurazione essi possono determinare il compenso per la misurazione dovuto sulla base dei costi di misurazione computabili. Le tariffe di misurazione devono basarsi sull'imputazione dei costi incentrata sul principio di causalità e possono o devono variare a seconda del dispositivo di misurazione e del tipo di servizio di misurazione. Infine nel caso di clienti che fruiscono di servizi di misurazione con diversi punti di misurazione occorre tenere conto di eventuali effetti sinergici (installazione, trasmissione dei dati ecc.).

Le tariffe di misurazione regolate non si applicano soltanto nel regime di monopolio dei gestori della rete di distribuzione previsto per legge, ma anche nel caso in cui il cliente che usufruisce della misurazione non esercita il diritto di scelta. Questa norma garantisce la necessaria chiarezza nella determinazione dei costi di misurazione computabili. Se il cliente della misurazione non esercita il proprio diritto di scelta, i costi a lui imputabili confluiscono nella base dei costi computabili e di conseguenza possono essere considerati nella definizione delle tariffe di misurazione. Per l'impresa di approvvigionamento elettrico che gestisce la rete di distribuzione la differenziazione fra i diversi clienti che fruiscono dei servizi di misurazione è rilevante anche per l'obbligo di trattamento confidenziale delle informazioni commercialmente sensibili. Per ragioni legate alla disgiunzione, nel caso delle offerte di mercato combinate potrebbe essere richiesta un'esposizione al cliente separata (ad es. offerte combinate nei settori flessibilità e misurazione).

*Capoversi 2–4:* il Consiglio federale stabilisce l'ammontare del rendimento del capitale proprio (WACC) adeguato agli investimenti. La computabilità dei costi è assegnata alla verifica della ElCom (art. 22 cpv. 2 lett. b). Qualora emergessero differenze di copertura (positive o negative), analogamente ai costi di rete queste sono compensate nei successivi periodi tariffari. Grazie alla competenza assegnata dalla legge di stabilire limiti massimi delle tariffe (cpv. 4), il Consiglio federale sostiene la ElCom nell'impedire condizioni inadeguate nel settore di monopolio dei gestori della rete di distribuzione. Va osservato che questo processo non riguarda i costi della misurazione operativa, che non confluiscono nella tariffa di misurazione, bensì, come sinora, nel calcolo della tariffa per l'utilizzazione della rete.

*Art. 17a<sup>ter</sup>*      Requisiti posti all'esercizio delle stazioni di misurazione e ai servizi di misurazione

Secondo il *capoverso 1* i rapporti giuridici tra il gestore di rete e il gestore delle stazioni di misurazione da un lato e i fornitori dei servizi di misurazione dall'altro sono regolamentati da contratti quadro unitari a livello nazionale. L'obbligo di consultare preventivamente la ElCom e le cerchie interessate assicura che queste possano intervenire sulla struttura del contratto standard. Naturalmente, in virtù dell'articolo 22 *capoverso 1* LAEL in linea di principio la ElCom può apportare correzioni in qualsiasi momento, anche a posteriori.

Il Consiglio federale può stabilire determinati requisiti concernenti il contenuto di questi contratti e assegnare ai gestori delle stazioni di misurazione o ai fornitori dei servizi di misurazione compiti connessi all'esercizio della loro attività (*cpv. 2*). Ad esempio, se il cliente ha incaricato operatori diversi, il gestore delle stazioni di misurazione deve concedere al fornitore dei servizi di misurazione l'accesso ai contatori dell'energia elettrica. Questo accesso va attribuito anche al gestore della rete di distribuzione se necessario nel quadro dell'obbligo riguardante l'esercizio della rete o della misurazione operativa. Già ora per la gestione delle stazioni di misurazione è necessaria un'autorizzazione dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte secondo l'articolo 6 OIBT.

*Art. 17<sup>quater</sup> cpv. 1 e 2, terzo periodo*

Con la revisione della LAEL nel quadro della revisione totale della LEné, il Consiglio federale ha facoltà di emanare prescrizioni nei confronti dei gestori della rete di distribuzione per l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti. In futuro tale obbligo potrà essere esteso anche ai gestori delle stazioni di misurazione operanti sul libero mercato (*cpv. 2 terzo periodo*). Al fine di non ostacolare la diffusione dei sistemi di misurazione intelligenti è opportuno che gli operatori sul libero mercato possano utilizzare esclusivamente i corrispondenti contatori elettronici. La modifica puramente linguistica del *capoverso 1* concerne il solo testo francese. Date le nuove disposizioni nel settore delle misurazioni (*art. 17a, 17a<sup>bis</sup> e 17a<sup>ter</sup>*) la disposizione precedentemente contenuta nell'articolo 17a è trasferita nell'articolo 17a<sup>quater</sup>.

*Art. 17b cpv. 2, primo periodo, e 3, primo periodo*

Al fine di uniformare le versioni linguistiche, nei *capoversi 2 e 3* del testo francese è apportata una modifica redazionale.

*Art. 17b<sup>bis</sup>*      Utilizzo della flessibilità

Le nuove norme della LAEL in materia di flessibilità si limitano a un principio fondamentale (*cpv. 1*) e ad alcune disposizioni sul suo utilizzo al servizio della rete (*cpv. 2–5*), che ne costituisce un elemento importante, mentre i restanti elementi (ad es. l'utilizzo al servizio del mercato) non sono disciplinati nella legge, bensì assoggettati ai meccanismi del mercato. Inoltre, come precisato nell'articolo 9b, la flessibilità è rilevante nell'ambito della pianificazione di rete.

Il *capoverso 1* statuisce la principale norma di base, ossia a chi «appartiene» la flessibilità, assegnandone la titolarità ai produttori, ai consumatori finali e ai gestori di impianti di stoccaggio. In base a questo diritto di utilizzare la flessibilità si ricavano diversi altri diritti, ad esempio che nessuno può esigere un utilizzo contro la volontà dei titolari della flessibilità. Un'eccezione è contenuta nel *capoverso 3*, che li obbliga a tollerare determinati accessi «garantiti», ad esempio nelle situazioni di emergenza. La norma di base riguardante i titolari della flessibilità si applica a tutti i tipi di flessibilità: oltre a quella al servizio della rete (ad es. gestione delle congestioni) anche alla flessibilità al servizio del mercato o del sistema (ad es. mantenimento della frequenza). Per questi ambiti la legge, senza menzionarli esplicitamente, prevede soltanto che l'utilizzazione della flessibilità da parte di terzi è assoggettata alla conclusione di un contratto. Naturalmente questi contratti possono essere conclusi anche da raggruppamenti (*pooling*). Se, in qualità di terzo, Swissgrid intende utilizzare la flessibilità al servizio della rete, può farlo concludendo un contratto. L'articolo 17b<sup>bis</sup> non contiene quindi alcuna norma speciale concernente la rete di trasporto o Swissgrid. Inoltre, fatta eccezione per i *capoversi 3-4*, non è sancita una gerarchia tra i diversi tipi di flessibilità. In presenza di interessi contrastanti, ad esempio di un conflitto tra diversi utilizzi al servizio della rete oppure tra i gestori della rete di distribuzione e Swissgrid, devono essere individuate soluzioni coordinate tra gli operatori coinvolti e adottati accordi il più possibile basati sul mercato.

Il *capoverso 2* concerne il contratto per l'utilizzo al servizio della rete e impone ai gestori della rete di distribuzione due importanti limitazioni: l'utilizzo è ammesso solo se al servizio della rete e all'interno del proprio comprensorio, non in comprensori di terzi. Un utilizzo diverso da quello al servizio della rete non è loro concesso e contrasterebbe con il principio della disgiunzione (art. 10). Se tra il gestore della rete di distribuzione e il produttore o il consumatore finale esiste un contratto (contratto di utilizzazione della rete), è opportuno integrarvi l'accordo sulla flessibilità. La norma non impone un obbligo per i gestori di rete di concludere questi contratti; l'obbligo di applicare condizioni unitarie per i diversi tipi di flessibilità è stabilito a monte e si riferisce alla fase dell'offerta. Tali condizioni riguardano in particolare un prezzo unitario e allineato al valore di mercato. Tuttavia l'orientamento unicamente al prezzo spot non necessariamente è sempre «adeguato»: ad esempio per i piccoli impianti fotovoltaici può essere opportuno un supplemento destinato a remunerare il plusvalore ecologico (garanzia di origine). Nei casi i cui sia necessario fare delle distinzioni, quella principale ha per oggetto la flessibilità concernente la produzione e quella concernente il consumo e l'attribuzione degli impianti di stoccaggio alla seconda categoria. Tuttavia ciò non esclude che gli impianti di stoccaggio possano immettere energia e offrire anche la corrispondente flessibilità al servizio della rete. Secondo il *capoverso 2* non è nemmeno esclusa, anzi, la possibilità di concludere contratti individuali in caso di flessibilità di grande utilità per la rete. Quest'ultima non va intesa come una tipologia di flessibilità separata: non essendo richiesta l'uniformità si possono stipulare anche condizioni individuali. Può essere «di grande utilità per la rete» un centro di consumo che, per il suo consumo proporzionalmente elevato di elettricità, apporta un grande contributo alla flessibilità (ad es. una grande cella frigorifera). Nel rispetto del principio di sussidiarietà, inizialmente sarà il settore a elaborare soluzioni adeguate; qualora ciò non avvenisse entro un termine ragionevole, il Consiglio federale

potrebbe stabilire nell'ordinanza le necessarie categorie. I contratti regolamentano altresì gli utilizzi della flessibilità o gli accessi a questa consentiti, che costituiscono i requisiti e gli strumenti attuativi dell'accesso (ad es. le applicazioni intelligenti). Per quanto concerne gli strumenti attuativi nonché i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, esistono già disposizioni pertinenti. L'articolo 17b capoverso 3 sancisce la necessità del consenso (opt in) sia dei consumatori finali sia dei produttori. Se, come nella maggior parte dei casi, l'utilizzo della flessibilità presuppone queste applicazioni intelligenti, si applica preliminarmente la regola dell'opt in. È dunque richiesto un consenso esplicito, e precisamente attraverso un accordo individuale. Eventuali clausole nelle condizioni generali di contratto che escludono la regola dell'opt in non sono ammesse o sono inefficaci. Se un soggetto non dà il proprio consenso, in qualità di titolare della flessibilità non sarà disposto, e nemmeno è obbligato, a stipulare un contratto per l'utilizzazione della flessibilità con il gestore della rete di distribuzione. Per la fase successiva alla conclusione del contratto, vale a dire la sua applicazione pratica, il capoverso 2 prevede infine un utilizzo senza discriminazioni. Oltre a un'indennità uniforme ciò significa che i gestori di rete devono utilizzare la flessibilità nel modo più equilibrato possibile attraverso i rispettivi partner, eccetto quando ai titolari della flessibilità non interessa affatto questo equilibrio oppure se una flessibilità ripartita in modo uniforme non serve a risolvere concretamente il problema. Conformemente alle norme generali sulla computabilità di cui all'articolo 15, i costi per l'utilizzazione della flessibilità sono computabili come costi di rete (cfr. il commento all'art. 15 cpv. 2 lett. d) e pertanto il loro ammontare non può essere stabilito a piacere. Secondo l'articolo 17b<sup>bis</sup> l'indennità può essere «adeguata», ma non significa che debba essere anche totalmente computabile.

*Capoversi 3 e 4:* in situazioni particolari sono garantiti ai gestori della rete di distribuzione accessi alla flessibilità prioritari rispetto a diritti di terzi contrastanti, anche rispetto all'«ottimizzazione propria» dei titolari della flessibilità. Gli accessi garantiti spettano solamente ai gestori della rete di distribuzione locali («nel proprio comprensorio»). Esiste un conflitto con il consenso necessario per l'impiego di un sistema di controllo e regolazione intelligente (art. 17b cpv. 3): tale conflitto è risolto a sfavore del titolare della flessibilità. Un caso noto di accesso alla flessibilità concernente la produzione è la limitazione forzata, ossia il blocco dell'immissione in rete (lett. a). Questo strumento deve essere a disposizione del gestore di rete senza che debba negoziarlo individualmente con ogni produttore. Tuttavia esso ha un limite, ossia una determinata quota di immissione. Questa – si tratta di energia e non di potenza – è stabilita dal Consiglio federale per ogni tecnologia di produzione. Dovrebbe trattarsi di un valore a una cifra, ma le parti possono stabilire anche un valore superiore. Inoltre, l'indennità dev'essere «adeguata», concetto che, se possibile e ragionevole, può essere precisato dal Consiglio federale. Di regola l'indennità è «adeguata» quando è in linea con i prezzi di mercato oppure – al di fuori del mercato – quando è usuale; nel caso della limitazione forzata (lett. a) può essere considerato il mancato ricavo del produttore. La situazione ideale, ma non indispensabile, si verifica quando entrambi i partner sono concordi circa l'indennità e i restanti aspetti dell'accesso: questi utilizzi infatti sono garantiti per i gestori di rete, anche contro la volontà del titolare della flessibilità.

*Capoverso 5*: il potenziale di emanazione di prescrizioni a livello di OAEI è relativamente ampio. A tempo debito il Consiglio federale decide in che misura emanare prescrizioni; il fabbisogno in questo senso può variare nel tempo. Da un lato preciserà i concetti aperti della legge o le modalità dei principi (ad es. la titolarità). Ad esempio l'Esecutivo può obbligare i gestori della rete di distribuzione a offrire sempre almeno un prodotto di utilizzazione della rete che non includa l'utilizzazione della flessibilità – come conseguenza del diritto dei titolari di decidere l'eventuale utilizzo di terzi della flessibilità loro spettante. In base alle deleghe esplicite il Consiglio federale può emanare altre norme; per alcuni aspetti disciplinati dal capoverso 5 esso emana disposizioni e per altri è a sua discrezione farlo (disposizione potestativa). Per quanto concerne i singoli punti, attraverso gli obblighi di trasparenza e di pubblicazione dei gestori della rete di distribuzione si vuole soprattutto offrire ai titolari della flessibilità un quadro di massima riguardo alla flessibilità in generale. Eventualmente in una prima fase potrebbero essere richieste solo indicazioni generiche (trasparenza), in una fase successiva invece una divulgazione più dettagliata (pubblicazione). I prezzi pagati dai gestori di rete per l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete, laddove presenti, possono confluire nelle tariffe per l'utilizzazione della rete (tariffa per l'utilizzazione *con* flessibilità e *senza* flessibilità). A tutela dei titolari della flessibilità (lett. a) è possibile ad esempio vietare determinate clausole nelle condizioni generali di contratto che li penalizzino eccessivamente. L'OAEI non deve contenere norme concernenti le indennità, eccetto nel caso degli utilizzi garantiti. In caso di abusi è richiesto l'intervento della ElCom (art. 22). Nonostante sia un settore «non regolato», è comunque strettamente correlato con le tariffe di rete (regolate): pertanto viene introdotta questa protezione al fine di prevenire possibili abusi a cui il settore è fortemente esposto date le strutture del mercato. La fissazione di standard per i prodotti di flessibilità (lett. b) può essere utile per renderli maggiormente conformi al mercato. Il capoverso 5 disciplina il caso dei gestori della rete di distribuzione che grazie alla loro posizione forte o alla possibilità di offrire indennizzi interessanti precludono ad altri titolari della flessibilità utilizzi ragionevoli della stessa (lett. c). Se si ostacola lo sviluppo di questi prodotti e mercati, il Consiglio federale deve avere la facoltà, anche se con moderazione, di intervenire a livello normativo. Nella lettera d si allarga l'orizzonte oltre la sola flessibilità al servizio della rete. In futuro potrebbero essere necessarie delle linee guida anche per altri tipi di flessibilità non al servizio della rete, ad esempio nel caso si affermasse una prassi svantaggiosa per gli utilizzi al servizio della rete con ripercussioni negative sul sistema. È il caso ad esempio di determinati utilizzi della flessibilità che comportano una quantità notevole di energia di compensazione a livello di rete o di bilancio. Può essere opportuno anche un monitoraggio della nuova norma sulla flessibilità che probabilmente rientrerà nella valutazione generale della LAEI svolta dall'UFE secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEI. In questo caso, tuttavia, all'UFE servirà la collaborazione della ElCom, che se necessario andrà ulteriormente precisata nell'ordinanza (tra le altre cose per quanto riguarda la trasmissione di tutti i dati necessari concernenti lo sviluppo del mercato).

#### *Art. 17<sup>ter</sup>*      Principio

Gli articoli 17<sup>ter</sup>–17<sup>sexies</sup> riguardano lo scambio di dati e di informazioni. Questo scambio efficiente e proiettato verso il futuro si basa su di un'infrastruttura dati per-

formante e pertanto è indispensabile per la progressiva digitalizzazione dell'approvvigionamento elettrico. Lo scambio di dati e informazioni senza problemi e l'accesso a dati di qualità tra gli operatori sono elementi fondamentali. Se i dati e le informazioni necessari non sono trasmessi puntualmente o con la qualità richiesta, vengono ostacolati l'accesso al mercato di offerenti terzi e le innovazioni digitali, generando in tal modo costi non trascurabili, ad esempio nella gestione del bilancio. Per questa ragione il fulcro della norma precedentemente contenuta nell'ordinanza (cfr. art. 8 cpv. 2–4 OAEI) è trasferito nell'articolo 17<sup>bis</sup> della legge e integrato con una nuova disposizione penale in caso di trasmissione non corretta dei dati (art. 29 cpv. 1 lett. e<sup>bis</sup>).

I destinatari di questa norma di base sono i gestori di rete nonché i gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori dei servizi di misurazione incaricati che dispongono di dati e informazioni rilevanti (la direttiva del settore «Metering Code Schweiz, MC-CH», disponibile in tedesco e francese, contiene informazioni sui dati nonché sui compiti connessi al trattamento, alla messa a disposizione e alla garanzia di qualità dei dati)<sup>52</sup>. A ricevere i dati e le informazioni secondo il capoverso 1 sono i soggetti elencati in maniera esaustiva. I dati e le informazioni da mettere a disposizione dipendono da ciò che è necessario per garantire un regolare approvvigionamento elettrico e riguardano in particolare l'esercizio della rete (compresi in particolare i dati e le informazioni secondo le direttive del settore «Transmission Code Schweiz, TC-CH» e «Distribution Code Schweiz, DC-CH», disponibili in tedesco e francese)<sup>53</sup>, la gestione del bilancio, le forniture di energia elettrica, i processi di cambio secondo gli articoli 13a e 17a capoverso 5, il coordinamento tra i soggetti coinvolti necessario all'utilizzo dei sistemi di controllo e di regolazione intelligenti (flessibilità) nonché il calcolo e l'attribuzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e di altri costi. Inoltre riguardano il flusso di dati verso terzi autorizzati dai consumatori finali, dai produttori e dai gestori degli impianti di stoccaggio, come le imprese fornitrici di servizi energetici, che necessitano di dati per erogare i propri servizi (compresi in particolare i dati e le informazioni secondo le direttive del settore «Standardisierter Datenaustausch Schweiz, SDAT-CH», «Balancing Code Schweiz BC-CH» e «Metering Code Schweiz, MC-CH», disponibili in tedesco e francese)<sup>54</sup>. Oltre a questi processi rilevanti per l'approvvigionamento elettrico sono compresi anche altri compiti e processi previsti dalla legislazione in materia di energia, ad esempio in relazione alla commercializzazione diretta, alle garanzie di origine o alla riscossione del supplemento rete.

#### *Art. 17<sup>bis</sup>* Scambio di dati attraverso il registro dati

Considerate le numerose interfacce nell'ambito dello scambio di dati e informazioni, uniformare i vari processi attraverso la creazione di un registro dati (detto anche data hub) risulta l'opzione economica più ragionevole e di fondamentale importanza per sostenere in modo efficace la progressiva digitalizzazione nel settore elettrico (v. n. 3.1.8). Il registro dati costituisce il fulcro di un'infrastruttura dati nazionale e performante per l'approvvigionamento elettrico, libero da interessi commerciali e in

<sup>52</sup> [www.strom.ch](http://www.strom.ch)

<sup>53</sup> [www.strom.ch](http://www.strom.ch)

<sup>54</sup> [www.strom.ch](http://www.strom.ch)

grado di garantire uno scambio affidabile delle informazioni. Il presente progetto prevede che lo scambio di dati di base e di misurazione in determinati settori avvenga attraverso un registro dati. In un'ottica di neutralità sotto il profilo tecnologico, il registro dati può essere costituito da una piattaforma centrale oppure, in prospettiva, addirittura basarsi su tecnologie di registro distribuito e blockchain. L'essenziale è che questa soluzione tecnica sia performante e unitaria a livello nazionale.

Il *capoverso 1* introduce un registro dati centrale (data hub) al fine di consentire uno scambio efficiente e performante di dati e informazioni necessari allo svolgimento dei processi di cambio sul mercato dell'energia elettrica o nel settore delle misurazioni, al conteggio dei costi di rete, dell'energia elettrica o di misurazione (incl. il conteggio dell'energia di compensazione), alla stesura delle previsioni nel quadro della gestione del bilancio o al rilevamento dell'energia elettrica mediante le garanzie di origine. A questo scopo servono dati di misurazione concernenti il consumo e la produzione, solitamente rilevati attraverso i sistemi di misurazione intelligenti ogni 15 minuti nonché i relativi valori aggregati. I processi di cambio nel mercato dell'energia elettrica comprendono, ad esempio, la scelta di un nuovo fornitore, il cambio del fornitore a seguito di trasloco, ingresso nel servizio universale o nell'approvvigionamento sostitutivo oppure l'uscita da questi nonché la scelta del gestore delle stazioni di misurazione o del fornitore dei servizi di misurazione. Nell'ambito delle previsioni si tratta prevalentemente di dati di misurazione concernenti il consumo o la produzione rapidamente disponibili, ma non necessariamente sottoposti al controllo della plausibilità, utilizzati in particolare come base informativa per la stesura degli orari nel quadro della gestione del bilancio. Queste previsioni si differenziano dalle previsioni di cui all'articolo 5c OAEI in particolare per il fatto che non sono allestite attraverso la rete del gestore di rete, bensì sulla base di singoli punti di misurazione o dei relativi valori aggregati. Sono esclusi i dati non basati su dati di misurazione, come i dati meteorologici o simili. Lo scambio di tutti i dati di base e di misurazione dei quattro settori citati deve avvenire attraverso un registro dati centrale per la zona di regolazione Svizzera. Lo scambio di dati attraverso il registro dati è obbligatorio per tutti i soggetti di cui al capoverso 1. I dati di base includono come minimo informazioni quali cognome, nome, indirizzo e designazione del punto di misurazione, il tipo di misurazione, comprese le informazioni sui ruoli di mercato nel punto di misurazione (attribuzioni). Inoltre possono essere rilevanti anche informazioni concernenti i punti di misurazione, quali la potenza di allacciamento, la presenza di stazione di ricarica dei veicoli elettrici o informazioni conformi alla Nomenclatura generale delle attività economiche (NOGA). I dati di misurazione comprendono i flussi di energia elettrica e le potenze elettriche rilevati in una stazione di misurazione. Poiché sia i dati di base sia quelli di misurazione contengono informazioni su consumatori finali, produttori e gestori di impianti di stoccaggio, di regola sono considerati dati personali ai sensi della legge federale del 19 giugno 1992<sup>55</sup> sulla protezione dei dati (LPD). Se necessario, il Consiglio federale precisa nell'ordinanza i dati di base da conservare nel registro dati e i dati di misurazione da scambiare nonché i termini e i formati e stabilisce ulteriori requisiti in materia di protezione dei dati (cfr. anche l'art. 17c cpv. 3).

Il *capoverso 2* disciplina in via generale le modalità dello scambio di dati attraverso il registro dati che sono diverse per i dati di base e quelli di misurazione: i *dati di base* sono salvati nel registro dati e per ragioni legate alla protezione dei dati non possono essere conservati all'estero. Il gestore del registro dati ha il compito di gestire i dati salvati e garantirne la confidenzialità, la disponibilità e l'integrità (sicurezza dei dati); apporta eventuali modifiche dei dati di base (ad es. a seguito di trasloco o nuovo allacciamento) dopo la comunicazione obbligatoria da parte dell'operatore di mercato. Il gestore del registro dati garantisce l'accesso ai dati ivi contenuti ai partecipanti di cui all'articolo 17<sup>ter</sup> che ne fanno richiesta, se e nella misura in cui sono autorizzati (ad es. per legge o previo consenso della persona interessata). Diversamente dai dati di base, i *dati di misurazione* destinati allo scambio non sono salvati nel registro dati, bensì presso gli operatori che rilevano i dati di misurazione, ad esempio il gestore della rete di distribuzione o il fornitore dei servizi di misurazione. Tuttavia il gestore del registro dati deve consentire, attraverso un'adeguata infrastruttura informatica, lo scambio di dati previsto tra i detentori dei dati di misurazione e i partecipanti che li richiedono. I detentori dei dati sono tenuti a collaborare con il gestore del registro dati: essi mettono tempestivamente a disposizione i dati e gestiscono adeguate infrastrutture informatiche che permettono questo scambio. Se un partecipante, ad esempio un fornitore di energia elettrica, richiede la trasmissione di dati di misurazione o dei relativi valori aggregati, questi gli vengono comunicati dal partecipante in questione attraverso il registro dati (routing dei dati) ma sempre, come nel caso dei dati di base, previa autorizzazione del partecipante stesso. La gestione dei diritti di accesso ai dati di base e di misurazione, ossia l'amministrazione degli accessi, è ripresa dal gestore del registro dati.

Con il *capoverso 3* è istituita una base legale che consente alle autorità federali e cantonali di ottenere l'accesso ai dati di base e di misurazione o dei relativi valori aggregati attraverso il registro dati, tuttavia soltanto se sono autorizzate a richiederne la trasmissione in riferimento ai dati concreti dei partecipanti (ad es. nel quadro di un rilevamento statistico). In caso affermativo, l'autorità può richiedere che i dati siano trasmessi attraverso il registro dati (e non attraverso altri canali).

Secondo il *capoverso 4* il Consiglio federale disciplina nel dettaglio nell'ordinanza lo scambio di dati e i compiti del gestore del registro dati; inoltre può ampliare il registro dati. Si tratta di un potere limitato dallo scopo stesso del registro dati: il suo ampliamento infatti deve sempre essere finalizzato a uno scambio efficiente e performante dei dati e non può andare oltre tale scopo. In questo ambito il Consiglio federale può integrare il registro dati con nuovi processi e funzionalità, ad esempio può prevedere che il gestore del registro dati analizzi la qualità del processo di scambio dei dati e dei dati di base e di misurazione a tal fine necessari (lett. a). Inoltre può decidere il salvataggio, oltre che dei dati di base disponibili, anche dei dati di misurazione, qualora si rendesse necessario nel corso della trasformazione dell'approvvigionamento elettrico (lett. b). L'Esecutivo può altresì disporre la trasmissione a terzi in forma aggregata dei dati da scambiare attraverso il registro dati, unicamente per gli scopi definiti alla lettera c. Esso potrebbe, ad esempio, prevedere che per scopi di ricerca le scuole universitarie ricevano determinati dati aggregati per l'elaborazione di analisi sui modelli del mercato dell'elettricità. Considerato l'obiettivo della sicurezza di approvvigionamento si potrebbe ipotizzare la trasmissione o la pubblicazione di determinati dati aggregati al fine di migliorare la qualità delle previsioni elaborate dagli operatori del

mercato elettrico. La comunicazione dei dati finalizzata alla fornitura di servizi energetici riguarda diversi fornitori, ad esempio per la misurazione, la commercializzazione diretta (art. 21 LENE) o il risparmio energetico. Al fine di rafforzare la competitività del mercato dell'elettricità si potrebbe, ad esempio, prevedere la pubblicazione quotidiana di dati aggregati concernenti la produzione a partire da energie rinnovabili, il che contribuirebbe a una maggiore trasparenza del mercato e favorirebbe lo sviluppo di piattaforme di mercato per le energie rinnovabili. Tutti i dati di cui alla lettera c sono trasmessi in forma anonimizzata, ossia vengono aggregati in modo da non potere risalire direttamente o indirettamente alle persone (ad es. accorpando altri dati). A tal fine l'ordinanza dovrebbe definire singolarmente i corrispondenti dati aggregati. La comunicazione dei dati aggregati deve essere gratuita, poiché è funzionale a un approvvigionamento energetico sicuro e conveniente e non richiede considerevoli risorse materiali o di personale. Secondo la lettera d, il Consiglio federale può decidere altresì che, attraverso il registro dati, sia effettuato lo scambio di dati di base e di misurazione tra i partecipanti necessario per utilizzare la flessibilità attraverso i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, qualora fosse necessario ai fini dell'attuazione dell'articolo 17b<sup>bis</sup>. Infine, in virtù della norma di delega di cui al capoverso 4 il Governo può consentire l'accesso al registro dati ai consumatori finali, produttori e gestori di impianti di stoccaggio affinché possano ordinare la comunicazione dei loro dati o la trasmissione a terzi aventi dritto (ad es. alle aziende fornitrici di servizi energetici), assegnando i relativi diritti di accesso (lett. e). Così facendo i soggetti interessati potrebbero far valere in modo efficiente il proprio diritto alla portabilità dei dati<sup>56</sup>. Negli interventi di ampliamento del registro dati di cui al capoverso 4 il Consiglio federale deve tenere in debito conto la protezione e la sicurezza dei dati.

#### *Art. 17b<sup>quinquies</sup> Istituzione del gestore del registro dati*

Nel rispetto del principio di sussidiarietà, il *capoverso 1* concede agli operatori di mercato e alle imprese non facenti parte del settore elettrico la possibilità di realizzare e gestire insieme il registro dati centrale, istituendo a tal fine una società di capitali di diritto privato o una cooperativa con sede in Svizzera. Questa società di gestione può essere fondata prima o dopo l'entrata in vigore della presente disposizione.

L'approvazione degli statuti secondo il *capoverso 2* rappresenta la conferma che la società può gestire il registro dati centrale ai sensi del capoverso 1 e inoltre è la condizione per ottenere il rimborso dei costi d'investimento secondo il capoverso 4. Il gestore del registro dati avvia la propria attività entro un termine stabilito nell'ordinanza; il rilascio dell'autorizzazione è subordinato al rispetto di tale termine. Se opportuno, è ipotizzabile anche una messa in servizio graduale degli ambiti rilevati dal registro dati (art. 17b<sup>quater</sup> cpv. 1 lett. a–d). Questa disposizione non tange gli obblighi di verifica degli statuti dell'Ufficio del registro di commercio.

Il *capoverso 3* rappresenta una soluzione sussidiaria volta a garantire la realizzazione e la gestione del registro dati anche nel caso in cui non sia istituito il gestore del registro dati secondo i capoversi 1 e 2. In questo caso il Consiglio federale ha facoltà di

<sup>56</sup> Cfr. l'art. 28 della legge federale sulla protezione dei dati nella versione riveduta del 25 settembre 2020, FF 2020 6695.

trasferire i compiti di realizzazione e gestione del registro dati a un organo di diritto pubblico esistente o da fondare; tali compiti non possono essere affidati a un privato mediante delega. Se la scelta cade su un ente di diritto pubblico esistente (ad es. un ufficio federale o un ente di diritto pubblico), sono necessarie corrispondenti disposizioni esecutive nell'ordinanza. Per quanto riguarda l'organizzazione e il finanziamento del gestore del registro dati devono essere rispettate le disposizioni di cui all'articolo 17<sup>sexies</sup>. In caso di un organo esistente, questo naturalmente potrebbe continuare ad adempiere ai propri compiti, ma nel rispetto dell'articolo 17<sup>sexies</sup> capoverso 2 nella sua funzione di gestore del registro dati dovrebbe limitarsi ai compiti previsti. Se la realizzazione e la gestione del registro dati sono affidati a un ente di diritto pubblico di nuova costituzione (ad es. un istituto di diritto pubblico), il Parlamento deve emanare le relative disposizioni organizzative.

*Capoverso 4:* i costi d'investimento necessari per la realizzazione del registro dati sono rimborsati alle imprese di cui al capoverso 1 (rispettivamente all'organo di diritto pubblico nel caso di registro dati secondo il capoverso 3) entro un termine stabilito nell'ordinanza e i mancati costi opportunità sono considerati applicando un tasso d'interesse moderato. Il rimborso è effettuato dal gestore del registro dati; i costi che ne derivano sono coperti attraverso il suo compenso. Non vi è rimborso degli importi da corrispondere in base alle disposizioni del diritto delle società anonime, a garanzia limitata o delle cooperative, in particolare per la liberazione delle quote sociali delle società anonime e a garanzia limitata, poiché costituirebbe una violazione del divieto formale di rimborso dei versamenti.

#### *Art. 17<sup>sexies</sup>* Organizzazione e finanziamento del gestore del registro dati

Secondo il *capoverso 1*, al fine di evitare qualsiasi influsso o favoritismo il gestore del registro dati, incluso il suo personale (consiglio di amministrazione, direzione e altro personale), deve essere indipendente dal settore dell'energia elettrica; ai sensi di una prescrizione minima ciò è già contemplato nella legge. Tuttavia per ottenere la necessaria indipendenza, oltre a questa disposizione servono ulteriori strumenti di disgiunzione. Ad esempio né gli operatori considerati singolarmente né diversi operatori con interessi analoghi (ad es. le aziende di approvvigionamento elettrico) devono poter esercitare un determinato influsso sul gestore del registro dati. Inoltre quest'ultimo deve garantire che nessuna informazione commercialmente sensibile possa giungere, direttamente o indirettamente, nelle mani di terzi non autorizzati. Anche un'eventuale quotazione in borsa del gestore del registro dati risulterebbe in contrasto con il requisito dell'indipendenza. I requisiti dettagliati concernenti l'indipendenza del gestore del registro dati saranno stabiliti nell'ordinanza. Il fatto che il gestore debba essere in mani svizzere presuppone che la maggioranza dei proprietari delle quote abbia la propria sede o il proprio domicilio in Svizzera, il che può essere garantito negli statuti (ad es. attraverso una sospensione dei diritti di voto proporzionale alla quota di azioni nel caso di violazione della quota di partecipazione).

Nel *capoverso 2* l'ambito di attività del gestore del registro dati è circoscritto ai compiti stabiliti nella legge e nell'ordinanza. In particolare al gestore del registro dati è vietato un trattamento dei dati che esula da quanto previsto nella legge e nelle disposizioni esecutive. Infine il gestore del registro dati non opera a scopo di lucro.

Secondo il *capoverso 3* per ogni punto di misurazione il gestore del registro dati riscuote un compenso a copertura dei costi di capitale e d'esercizio dai gestori della rete di distribuzione, dai fornitori dei servizi di misurazione e dai gestori delle stazioni di misurazione che usufruiscono del registro dati per lo scambio dei dati di misurazione o per accedere ai dati di base. I gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori dei servizi di misurazione sono tenuti al pagamento del compenso se ricevono l'incarico da un cliente che fruisce dei servizi di misurazione in riferimento a un punto di misurazione concreto. Nella definizione dell'importo del compenso si considera l'onere causato dall'utilizzo del registro dati (principio di causalità e copertura dei costi). I soggetti tenuti al pagamento di questo compenso possono traslare i propri costi sui clienti che fruiscono della misurazione (consumatori finali, produttori e gestori degli impianti di stoccaggio).

Il *capoverso 4* incarica il Consiglio federale di emanare ulteriori disposizioni concernenti l'organizzazione, l'indipendenza e il finanziamento, ad esempio specificando la procedura per l'istituzione del gestore del registro dati e per il rimborso dei costi d'investimento.

#### *Art. 17c, rubrica e cpv. 2 e 3*

I dati di base e di misurazione si riferiscono a un consumatore finale, un produttore o un gestore di un impianto di stoccaggio. Di regola tali dati sono attribuibili a una determinata persona e pertanto costituiscono dati personali ai sensi della LPD. Nel rispetto della LPD, il *capoverso 2* contiene una base legale per il trattamento dei dati personali da parte del gestore del registro dati. Secondo la LPD riveduta, nella versione del 25 settembre 2020<sup>57</sup>, i dati delle persone giuridiche non sono più considerati dati personali; tuttavia, secondo il principio di legalità, per il loro trattamento è comunque necessaria una base legale. Pertanto nella presente disposizione questi dati sono menzionati in modo specifico. In base al secondo periodo del *capoverso 2* il gestore del registro dati ha diritto ad acquisire le informazioni necessarie all'esecuzione efficace dei suoi compiti.

Il *capoverso 3* contiene essenzialmente la disposizione del precedente *capoverso 2*, modificata dal punto di vista redazionale. Non essendo necessaria, l'indicazione generale secondo cui il Consiglio federale emana le disposizioni esecutive può essere eliminata. Anche la nuova disposizione deve garantire al Consiglio federale la possibilità di stabilire nelle disposizioni esecutive requisiti specifici concernenti la protezione e la sicurezza dei dati nonché una procedura volta a verificarne il rispetto. Con la crescente digitalizzazione aumentano i requisiti tecnici di sicurezza per le imprese che gestiscono infrastrutture critiche delle reti elettriche. Da un lato occorre garantire la protezione dei dati sensibili, dall'altro un livello sufficiente di protezione dai ciberattacchi e dalla criminalità informatica per le infrastrutture critiche dell'approvvigionamento elettrico. Tutto ciò affinché le infrastrutture di comunicazione e informazione del settore nonché i processi digitali e automatizzati di trasmissione e trattamento dei dati funzionino come previsto. Si tratta in particolare dell'integrazione e dell'utilizzo dei sistemi di controllo e di regolazione poiché il loro impiego comporta un intervento attivo nell'esercizio delle reti elettriche. Oltre a requisiti tecnici dei

<sup>57</sup> FF 2020 6695

mezzi d'esercizio possono essere necessari anche provvedimenti organizzativi. I requisiti e i provvedimenti in materia di protezione dei dati possono riguardare, oltre ai sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione elencati, anche le installazioni ad essi collegate. Si tratta delle infrastrutture dei gestori di rete in background che permettono l'esercizio e il controllo dei sistemi.

*Art. 18 cpv. 4, 4<sup>bis</sup>, 6, terzo periodo, e 7*

Il capoverso 4 disciplina già i diritti di prelazione sulle azioni di Swissgrid. Ora, analogamente ad altri ambiti legislativi (cfr. ad es. art. 42 e 49 della legge federale del 4 ottobre 1991<sup>58</sup> sul diritto fondiario rurale) per tali diritti è stabilito un ordine di priorità. Per principio il diritto di prelazione spetta a *tutti* i Cantoni, Comuni o AAE svizzeri e non soltanto a quelli che già possiedono azioni di Swissgrid. L'ordine proposto si orienta di proposito a questa interpretazione più ampia. L'esclusione di attori idonei a garantire le maggioranze richieste per legge sarebbe infatti in contraddizione con il senso del diritto di prelazione come strumento di garanzia di tali maggioranze. Inoltre Swissgrid deve essere il più possibile indipendente dalle restanti parti del settore dell'energia elettrica. A Swissgrid spetta eliminare eventuali contraddizioni tra gli attuali statuti e la legge, che in ogni caso, come già ora, ha la precedenza sugli statuti. Saranno necessari chiarimenti su diversi aspetti, in particolare sullo svolgimento concreto; molte di queste precisazioni, come già avviene ora, saranno integrate negli statuti. Tuttavia, per la loro stessa natura, alcune disposizioni dovranno essere emanate a livello statale (cfr. le deleghe nel cpv. 4<sup>bis</sup>).

Una questione fondamentale, talvolta poco chiara, che risulta dal capoverso 4 riguarda quali acquirenti siano da considerare «Cantone» o «Comune». Non vi sono dubbi nel caso di azioni acquistate da un Cantone, rappresentato ad esempio da una direzione. Nel caso invece delle unità decentralizzate spesso è più difficile dare una risposta. Visto che i diritti di prelazione, come la sospensione dei diritti di voto, servono a garantire la maggioranza svizzera, in entrambi i casi occorre basarsi sul principio guida del «controllo diretto o indiretto dei Cantoni o dei Comuni» (cfr. art. 18a). A chi rientra nella sfera statale è riconosciuto un diritto di prelazione di primo o di secondo grado se sussiste una possibilità d'influenza da parte dell'autorità pubblica. Bisognerà chiarire l'attribuzione delle AAE che non hanno una propria personalità giuridica ma sono integrate in un'amministrazione comunale. In questo caso non dovrebbe essere determinante l'aspetto dell'organizzazione giuridica, bensì il fatto che sotto il profilo economico queste agiscono come altre AAE di diritto privato e non devono essere avvantaggiate rispetto a queste ultime. Inoltre bisogna stabilire se lo stesso ente pubblico possa esercitare o meno il proprio diritto più volte: sarebbe opportuno che per ogni acquisto non comparisse parallelamente come avente diritto di prelazione varie volte.

Il capoverso 4<sup>bis</sup> contiene un elenco di alcuni dettagli necessari allo svolgimento di un caso concreto di prelazione: innanzitutto, affinché gli aventi diritto alla prelazione possano venirne a conoscenza, è disciplinata la sua pubblicazione. In questo caso il canale ideale è rappresentato dal Foglio ufficiale svizzero di commercio. Un altro aspetto della procedura è dato dai termini entro i quali far valere il diritto di prelazione:

<sup>58</sup> RS 211.412.11

a riguardo potrebbe essere ragionevole una norma in base alla quale il termine ha la medesima decorrenza per tutti gli aventi diritto di qualsiasi grado. Inoltre si potrebbero ipotizzare norme speciali destinate ad esempio agli enti pubblici, per i quali, poiché la decisione di far valere il diritto di prelazione spetta a un soggetto politico, i termini risulterebbero troppo brevi. È poi importante chiarire alcuni casi non considerati come prelazione (lett. c). A tal fine il Consiglio federale si riallaccia alla norma del Codice civile<sup>59</sup> (CC) secondo cui il diritto di prelazione non sussiste se l'alienazione è effettuata a un altro avente diritto di prelazione, il che significa che non vi è diritto di prelazione nei confronti di acquirenti di azioni Swissgrid nello stesso grado o di grado anteriore. Ciò consente ai Cantoni e ai Comuni acquisti più agevoli e senza complicazioni attraverso gli aventi diritto di prelazione. In particolare per i Comuni che difficilmente potrebbero acquistare grandi pacchetti di azioni ciò è molto più interessante rispetto a un diritto di prelazione prioritario. Tra le «unità in stretto rapporto con Cantoni e Comuni» menzionate vi sono innanzitutto le casse pensioni statali, che nonostante siano autonome rientrano nella sfera statale. In alternativa non è da escludere che il Consiglio federale designi direttamente come aventi diritto di prelazione le casse pensioni statali che operano a nome del Cantone. Naturalmente i trasferimenti interni all'azienda non sono considerati come prelazione. Un'ulteriore categoria è data dagli acquisti di quote azionarie di modesta entità; infine è importante stabilire a chi destinare le azioni di Swissgrid quando vi sono più aventi diritto di prelazione dello stesso grado interessati. A riguardo si potrebbe ipotizzare una norma che consideri in via prioritaria gli aventi diritto riuniti a tal fine oppure la ripartizione uniforme delle quote tra tutti gli interessati sempre che questi confermino il proprio interesse anche in presenza di questa condizione.

La norma sui diritti di prelazione – in quanto strumento al servizio della società anonima e dei suoi potenziali azionisti – è di diritto privato: di conseguenza le decisioni circa la sua applicazione sottostanno alla giurisdizione civile. La ElCom potrebbe al massimo intervenire se in relazione ai diritti di prelazione si ponessero anche questioni di diritto pubblico in relazione alla LAEL.

L'integrazione del *capoverso 6* chiarisce che Swissgrid può partecipare ai cosiddetti modelli GRT/GRT. Dal funzionamento di tali modelli (cfr. a riguardo il numero 3.1.14) risulta che Swissgrid non si presenta come un vero e proprio offerente di prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), bensì che il suo ruolo si limita a quello di intermediario. Dal testo vigente non emerge con sufficiente chiarezza se nel quadro di un modello GRT/GRT Swissgrid possa fungere da intermediaria di PSRS nei confronti di gestori delle reti di trasporto esteri. È chiaro che Swissgrid deve gestire la rete di trasporto come se fosse una zona di regolazione (art. 20 cpv. 2 lett. a). È altresì chiaro che a tale scopo è necessario approntare a fini operativi delle PSRS (art. 18 cpv. 6 secondo periodo); l'ordinanza prevede già la possibilità di acquistare l'energia di regolazione anche oltre confine (art. 26 cpv. 2 OAEL). Con la modifica si esplicita l'ammissibilità dell'intero sistema di acquisto di PSRS al di là della zona di regolazione insieme ai gestori delle reti di trasporto estere, con tutte le attività necessarie a tale scopo. Ciò comprende nello specifico anche l'intermediazione in questo contesto di PSRS ai gestori delle reti di trasporto esteri. Questa modifica non impone

a Swissgrid l'acquisto di PSRS attraverso il modello GRT/GRT: la società di rete può continuare a considerare offerte dirette idonee di operatori esteri. I modelli GRT/GRT accrescono la liquidità del mercato delle PSRS: possono quindi contribuire a diminuire i costi d'acquisto e così facendo rendere l'esercizio della rete più efficiente. I costi generati dall'acquisto di PSRS al di là della zona di regolazione insieme a gestori delle reti di trasporto estere sono considerati in linea di principio costi d'esercizio ai sensi dell'articolo 15 capoverso 2. Da ciò si ricava da un lato che conformemente al disposto dell'articolo 15 capoverso 1 tali costi sono computabili e dall'altro che attraverso questa attività di intermediazione Swissgrid non può conseguire un utile (cfr. commento all'art. 15). In questo caso si può trattare di costi del capitale solo in determinate fattispecie, ad esempio quando è necessario acquistare l'infrastruttura informatica specifica per attuare un modello GRT/GRT.

L'inasprimento nel *capoverso 7* serve a migliorare la disgiunzione di Swissgrid dal settore, nell'interesse della sua indipendenza. Ora tutti i membri del consiglio di amministrazione, e non più solo una maggioranza di essi, devono essere indipendenti dal settore. Si tratta di un aspetto rilevante considerato in particolare il ruolo assegnato a Swissgrid in relazione alla riserva di energia o la sua funzione di acquirente di prestazioni di servizio relative al sistema.

#### *Art. 18a* Consequenze in assenza della maggioranza cantonale e comunale

Il nuovo *articolo 18a* si riallaccia alla disposizione dell'articolo 18 capoverso 3 secondo cui la maggioranza di Swissgrid deve appartenere, direttamente o indirettamente, ai Cantoni e ai Comuni. Sinora mancava uno strumento di protezione nel caso di quote detenute indirettamente. Ora viene creata una base per la sospensione dei diritti di voto qualora la maggioranza non sia data; gli azionisti che violano questa disposizione devono essere limitati nel loro diritto di partecipazione. Coerentemente alla soluzione per l'assemblea generale serve una correzione anche a livello di consiglio di amministrazione (lett. b). Dal punto di vista giuridico gli azionisti non hanno diritto a essere rappresentati in seno al consiglio di amministrazione o nella direzione; tuttavia nella realtà può accadere che vi partecipino attraverso persone che ne difendono gli interessi o ne riflettono la partecipazione. Gli azionisti che non sono in mani svizzere non possono rappresentare in questo senso la maggioranza nei due suddetti organi se, complessivamente, Swissgrid non appartiene principalmente a Cantoni o Comuni. Per verificare se questa maggioranza svizzera nel consiglio di amministrazione e nella direzione non è più data, si procede come nel caso dell'assemblea generale. In seno al consiglio di amministrazione o alla direzione la disposizione di cui alla lettera b può portare in questo caso all'esclusione di un membro.

*Capoverso 2:* al fine di stabilire se la disposizione è rispettata nell'intera società, occorre un criterio di verifica applicabile a ogni singolo azionista per appurare se è controllato da un Cantone o da un Comune. Questo criterio non costituisce una nuova disposizione materiale autonoma ed è rilevante unicamente ai fini della verifica globale. Se complessivamente la maggioranza non è data, subentrano le due conseguenze di cui al capoverso 1. Per il consiglio di amministrazione la conseguenza non interviene necessariamente, ma soltanto se la composizione dell'organo si traduce concretamente in una partecipazione non conforme. Per «controllo» si intende la possibilità

di esercitare un'influenza determinante, un concetto che può essere ulteriormente precisato nell'ordinanza. Un possibile approccio fa riferimento alle definizioni del diritto sui cartelli. In caso di lunghe catene di partecipazione, il controllo deve essere esercitato all'inizio della catena, diversamente non si può parlare di «controllo».

*Capoverso 3:* se le maggioranze richieste non sono date, in vista dell'assemblea generale agli azionisti che non hanno dimostrato i necessari rapporti di maggioranza sono parzialmente sospesi i diritti di voto. La sospensione non riguarda solo gli azionisti di cui è dimostrato che *non* sono a controllo cantonale o comunale, bensì tutti gli azionisti che non hanno fornito la prova del «controllo svizzero» o che hanno fornito una prova insufficiente. Spetta al Consiglio federale regolare i dettagli; ad esempio potrebbe esonerare i Cantoni e i Comuni che sono azionisti diretti di Swissgrid dal fornire una prova, poiché nel loro caso la maggioranza svizzera è data per scontata. Inoltre sarebbe opportuno individuare una soluzione per gli azionisti che da tempo non sono più a maggioranza cantonale o comunale, al fine di evitare di dovere ogni volta confermare un «risultato negativo». Per quanto riguarda la sospensione in quanto tale, i principi della parità di trattamento e di proporzionalità impongono che la sospensione sia decisa nella stessa misura proporzionalmente per tutti gli azionisti e soltanto se e finché necessaria a raggiungere nuovamente la maggioranza di voti richiesta. Cosa s'intenda con «sospensione proporzionale alla quota di azioni dell'azionista» risulta chiaro dal seguente esempio: Swissgrid ha cinque azionisti, di cui due non «svizzeri», ossia «A» con una quota del 40 per cento e «B» con una quota del 20 per cento. Ad essere sospeso non è l'intero 60 per cento non «svizzero», bensì solo il 10 per cento (+ 1 voto ognuno di A e B) e in un rapporto di 2:1 a sfavore di A (corrisponde alla distribuzione delle azioni tra A e B). A essere sospesi sono solo i diritti di voto, e non i diritti direttamente correlati (diritto di proposta, di iscrizione di un oggetto all'ordine del giorno e di consultare documenti). La sospensione non riguarda nemmeno altri diritti degli azionisti, come il diritto ai dividendi o il diritto d'opzione. Va altresì sottolineato che spetta a Swissgrid attuare queste prescrizioni nel quadro della legge e dell'ordinanza. L'esame di eventuali controversie circa la sospensione spetta al giudice civile. Se ad esempio un azionista ritiene ingiusta la sospensione dei suoi diritti di voto, può contestare la relativa deliberazione dell'assemblea generale davanti al giudice civile (art. 706 del Codice delle obbligazioni<sup>60</sup> [CO]). La ElCom può intervenire se, ad esempio, constata la mancata attuazione della norma o una sua attuazione sistematicamente errata da parte di Swissgrid.

#### *Art. 20 cpv. 2 lett. b e c nonché 3*

Nel *capoverso 2 lettera b secondo periodo* non è più indicato un soggetto preciso, poiché non è determinante il soggetto che offre le PSRS, ma piuttosto se sono rispettate le condizioni di prequalifica di Swissgrid (cfr. commento all'art. 4 cpv. 1 lett. e). Inoltre con la modifica si chiarisce che Swissgrid deve acquistare secondo una procedura orientata al mercato, trasparente e non discriminatoria non soltanto l'energia di regolazione, ma anche tutte le PSRS non fornite direttamente. Anche questo aspetto è già oggi prassi comune, sulla base di una disposizione dell'ordinanza (art. 22 cpv. 1 OAEI). In questo contesto va considerato naturalmente l'articolo 18 capoverso 6

LAEL. Swissgrid è responsabile della gestione del bilancio, che secondo l'articolo 4 capoverso 1 lettera g rientra espressamente tra le PSRS, e del coordinamento del sistema. A prescindere da ciò e dall'utilizzo dei propri mezzi d'esercizio di rete, ad esempio per compensare le perdite di energia o la potenza reattiva, Swissgrid acquista le PSRS nell'ambito di una procedura basata sul mercato, trasparente e senza discriminazioni. Con la modifica del terzo periodo, nell'acquisto di PSRS Swissgrid in linea di principio è tenuta a non considerare gli impianti che consumano energia elettrica senza che vi sia un utilizzo o uno stoccaggio intermedio per un utilizzo successivo di detta energia elettrica. È il caso ad esempio di un impianto che offre a Swissgrid energia di regolazione negativa attraverso la trasformazione in calore dell'energia elettrica immessa e il rilascio di questo calore nell'ambiente senza un ulteriore utilizzo. Questa mera «distruzione» di energia elettrica non è compatibile con l'obiettivo di un impiego efficiente dell'energia previsto dalla Strategia energetica 2050 e può ostacolare le flessibilità in cui l'energia elettrica immessa viene effettivamente utilizzata oppure stoccata temporaneamente per un utilizzo successivo. Il termine «prioritariamente» non comporta tuttavia un'esclusione totale: in caso di problemi di liquidità sul mercato delle PSRS, gli impianti di questo tipo possono essere considerati nell'acquisto delle PSRS concernenti il consumo, anche se per ultimi.

Il caso di una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto è mantenuto nell'elenco dei compiti di Swissgrid nel *capoverso 2 lettera c*. La norma materiale vera e propria si trova ora nell'articolo 20a. Per una maggiore uniformità, tenuto conto dell'articolo 8 si parla anche in questo punto di esercizio sicuro della rete anziché di esercizio stabile della rete. Non si tratta di una modifica materiale.

Secondo l'attuale *capoverso 3* il Consiglio federale può obbligare Swissgrid a impiegare prioritariamente quale energia di regolazione elettricità generata da energia rinnovabile, in particolare dalla forza idrica. Oltre che difficilmente attuabile, questa priorità può ridurre l'efficienza del mercato dell'energia di regolazione che necessita di una liquidità quanto più elevata possibile. Non sorprende quindi che anche gli Stati confinanti non pongano priorità nel settore dell'acquisto dell'energia di regolazione. Il capoverso 3 viene pertanto abrogato. Swissgrid deve acquistare l'energia di regolazione necessaria in modo neutrale sotto il profilo tecnologico.

#### *Art. 20a* Provvedimenti in caso di minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto

Il caso speciale di una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto è disciplinato da una norma specifica nell'articolo 20a. L'esercizio sicuro della rete di trasporto è in pericolo se è minacciata la sicurezza della rete e del sistema, in particolare quando si verificano interruzioni locali della rete di trasporto o congestioni di rete a breve termine e non è più possibile garantire nella misura necessaria il mantenimento della frequenza e della tensione. La nuova disposizione precisa ulteriormente la concezione vigente, che distingue tra gli accordi e le disposizioni di Swissgrid (cfr. vigente art. 20 cpv. 2 lett. c nonché art. 5 OAEI) e, vista la sua rilevanza pratica, lo disciplina in maniera dettagliata nella legge.

Il *capoverso 1* sancisce il principio secondo cui Swissgrid deve approntare mediante contratto i necessari provvedimenti volti a prevenire o eliminare una minaccia per

l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Grazie a questa base contrattuale, l'intera gamma di provvedimenti dovrebbe essere predisposta in modo che, in caso di emergenza, la risposta possa essere efficace ed efficiente. In primo luogo dovrebbero essere regolamentati i provvedimenti tecnici e le autorizzazioni, ad esempio le misure concernenti la topologia della rete (ad es. sostituzione delle sbarre collettrici, separazione della rete, funzionamento in antenna) o gli adeguamenti dell'immissione per la potenza attiva o reattiva negli impianti di produzione, con cui si possono evitare le misure estreme di riduzione automatica e manuale del carico, anch'esse da predisporre in un contratto. Attraverso provvedimenti preventivi («*prevenire*») si vuole evitare che si produca una minaccia. Questi provvedimenti vengono adottati nel momento in cui si prospetta una minaccia concreta («zona arancione scuro»). L'articolo 20a non concerne i provvedimenti che risultano efficaci già in precedenza e che pertanto riguardano il normale esercizio. Un esempio di provvedimento preventivo è il piano d'emergenza «Acquisizione della potenza di regolazione in caso di scarsa liquidità nella gara d'appalto» di Swissgrid, con cui si può obbligare in via eccezionale il produttore a fornire potenza di regolazione. Attraverso i provvedimenti volti a *eliminare* si interviene in caso di minaccia già insorta («zona rossa»). Insieme all'articolo 8 capoverso 1<sup>bis</sup> l'articolo 20a sancisce il cosiddetto *principio a cascata*. Swissgrid conclude contratti solamente con gli utenti e i gestori della rete di distribuzione allacciati alla sua rete. Secondo il capoverso 2 i gestori della rete di distribuzione del livello di rete 3 garantiscono attraverso accordi adeguati l'adempimento dei propri obblighi nei confronti di Swissgrid in caso di emergenza. L'aggettivo «adeguati» si riferisce in particolare alla cerchia dei possibili partner contrattuali: così come Swissgrid, anche i gestori della rete di distribuzione interessati concludono accordi con gestori della rete di distribuzione (ossia quelli operanti ai livelli di rete 3 e 5), produttori, consumatori finali e gestori di impianti di stoccaggio adeguati e collegati alla loro rete. Poiché spetta a Swissgrid adottare i necessari provvedimenti in caso d'emergenza, essa deve anche stabilire i provvedimenti preparatori e i criteri in base ai quali adottarli in caso di minaccia. La prescrizione del capoverso 1, secondo cui i necessari provvedimenti vanno concordati in modo unitario, impone l'applicazione di criteri uniformi. Vi è comunque spazio per norme che disciplinano casi specifici, ad esempio al fine di adottare i necessari provvedimenti in un punto particolarmente nevralgico. Se Swissgrid o i gestori della rete di distribuzione di livello inferiore o i rispettivi operatori direttamente collegati alla loro rete non giungono ad un accordo, è possibile richiedere l'intervento della ElCom. Essa può imporre alle parti la conclusione di un accordo ed emanare prescrizioni concernenti il relativo contenuto minimo (cfr. art. 22 cpv. 2 lett. e).

Il capoverso 3 disciplina il caso eccezionale riguardante le minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Se sussiste una minaccia qualificata, ossia grave e imminente, e contrariamente alle prescrizioni di cui al capoverso 1 e 2 i provvedimenti necessari non sono stati preventivamente concordati, Swissgrid può e deve ordinarli in via eccezionale. I possibili destinatari di queste disposizioni sono gli stessi operatori con cui Swissgrid potrebbe concludere un accordo secondo il capoverso 1. Anche le disposizioni possono essere trasferite dai gestori della rete di distribuzione secondo il principio a cascata (art. 8 cpv. 1<sup>bis</sup> secondo periodo). Swissgrid dispone di un ampio margine di manovra: in linea di principio può adeguare tutti i flussi di corrente (immissione e prelievo, inclusi i transiti) o richiederne l'adeguamento, se necessario per

il ripristino del normale esercizio. Il fatto che queste disposizioni debbano essere immediatamente notificate alla ElCom costituisce la base per un'eventuale verifica. In questo modo è possibile verificare il rispetto degli obblighi concernenti l'approvvigionamento elettrico relativo all'esercizio della rete o la computabilità dei costi conformemente al disposto dell'articolo 15.

Il *capoverso 4* autorizza e obbliga espressamente Swissgrid a ordinare provvedimenti sostitutivi. Swissgrid ed eventuali terzi destinatari dei provvedimenti sostitutivi devono essere trattati come se i soggetti negligenti avessero adempiuto gli obblighi previsti dal contratto o ordinati. Eventuali costi supplementari o voci di costo che non sarebbero insorti per Swissgrid e i soggetti interessati dai provvedimenti sostitutivi se i provvedimenti originariamente concordati o ordinati fossero stati attuati sono a carico dei soggetti negligenti.

Considerando la grande portata dei provvedimenti volti a prevenire o eliminare le minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto, che si traduce in una minaccia per l'intero sistema, nel *capoverso 5* è sancito il principio secondo cui i relativi costi sono distribuiti tra tutti gli utenti del sistema. Affinché possano essere distribuiti tra tutti i consumatori finali a livello nazionale, i costi di rete devono essere imputati ai costi della rete di trasporto. Nella prassi l'imputazione dei costi alla rete di trasporto può significare per Swissgrid il rimborso dei costi agli operatori interessati. In questo ambito si distinguono due tipi di costi: di preparazione e relativi all'attuazione. Ad esempio, affinché in caso d'emergenza sia possibile procedere a una riduzione manuale mirata del carico servono preparativi accurati (in particolare l'implementazione tecnica e la garanzia contrattuale del provvedimento). Una riduzione manuale del carico preparata in modo adeguato invece genera costi moderati: se Swissgrid o il gestore di rete incaricato dell'attuazione ha previsto nel contratto come misura estrema il diritto di ridurre il corrispondente carico in caso di minaccia, gli eventuali danni patiti dai consumatori finali non rientrano tra i costi di attuazione, tanto più che la riduzione è autorizzata. Simili disposizioni sono già incluse nei pertinenti contratti (cfr. Raccomandazioni del settore per il mercato svizzero dell'energia elettrica, contratti modello 2013)<sup>61</sup>. Ciò risulta logico anche perché non sussiste alcun diritto a una rete totalmente esente da guasti. La rete deve essere non soltanto sicura e performante ma anche efficiente (art. 8 cpv. 1 lett. a). Chi necessita in misura particolare di un approvvigionamento elettrico ininterrotto e senza guasti deve adottare adeguati provvedimenti (ad es. un gruppo elettrogeno d'emergenza in un ospedale). Un eventuale indennizzo pattuito per la concessione del diritto di spegnimento, ad esempio per i grandi consumatori finali, è da considerare invece come una voce di costo relativa alla preparazione o all'attuazione del provvedimento. Il *capoverso 5* non comprende, in particolare, i costi di un'interruzione dell'approvvigionamento dovuta a cause di forza maggiore, poiché non si tratta di un provvedimento di Swissgrid. In questi casi si applicano le disposizioni generali di responsabilità civile nonché eventuali norme contrattuali pertinenti. Nel secondo periodo infine è assegnata al Consiglio federale la competenza di prevedere eccezioni al principio dell'imputazione dei costi alla rete di trasporto, in particolare una norma derogatoria per i casi in cui in ultima analisi non sarebbe assolutamente opportuno addossare determinati costi alla collettività. Questa

<sup>61</sup> [www.strom.ch](http://www.strom.ch)

competenza si estende secondo il principio *a maiore ad minus* anche alle situazioni in cui è opportuno imputare solo parzialmente i costi alla rete di trasporto.

*Art. 22 cpv. 2–2<sup>ter</sup>*

L'apertura del mercato – come pure l'introduzione di diversi altri provvedimenti – influisce sulle competenze della ElCom (modifica delle competenze nel settore delle tariffe nonché assegnazione di compiti specifici supplementari). Queste novità sono inserite nel *capoverso 2*. Nell'ambito di questa modifica è stata semplificata e precisata la formulazione delle *lettere a e b*. Mentre per maggiore chiarezza la *lettera a* disciplina esclusivamente le competenze nel settore dell'accesso alla rete e delle condizioni di utilizzazione della rete, la *lettera b* riguarda unicamente la verifica delle tariffe del servizio universale, per l'utilizzazione della rete e di misurazione nonché il relativo compenso. Naturalmente quest'ultima voce comprende anche la competenza di verificare la computabilità dei costi addebitati. A parte il computo separato dei costi di misurazione e la relativa competenza di verifica, la riformulazione non comporta alcuna modifica materiale. Il fatto che la ElCom possa o debba esercitare le competenze assegnate sia d'ufficio che in caso di controversia tra le parti risulta ora dalla frase introduttiva e vale quindi anche per tutte le successive lettere dell'elenco. L'obbligo di prendere una decisione in caso di controversia serve a garantire la via giudiziaria (art. 29a della Costituzione federale [Cost.]<sup>62</sup>); le persone assoggettate a queste disposizioni giuridiche hanno diritto all'emanazione di una decisione da parte della ElCom<sup>63</sup>.

La *lettera c* assegna alla ElCom la competenza di intervenire nell'approvvigionamento sostitutivo in caso di condizioni abusive. Nonostante l'approvvigionamento sostitutivo non sia assoggettato a un regime statale dei prezzi, questi ultimi non sono nemmeno stabiliti dal mercato attraverso il meccanismo della domanda e dell'offerta. Data la loro posizione di monopolio i gestori della rete di distribuzione possono stabilire condizioni unilaterali. In proposito spetterebbe alla Commissione della concorrenza intervenire (cfr. art. 7 cpv. 2 lett. c della legge del 6 ottobre 1995<sup>64</sup> sui cartelli). Tuttavia per le sue specifiche conoscenze ed esperienze in materia è opportuno assegnare tale competenza unicamente alla ElCom. Considerati il carattere eccezionale dell'approvvigionamento sostitutivo e l'assenza di un regime dei prezzi vero e proprio la ElCom tuttavia non deve svolgere una verifica capillare, bensì intervenire soltanto quando vi sono segnali di reali condizioni abusive (sia a seguito di segnalazioni sia d'ufficio). Come valori di riferimento in questo caso si possono adottare, ad esempio, le tariffe del servizio universale e gli attuali prezzi del mercato spot.

La *lettera d* assegna inoltre alla ElCom determinati compiti in materia di flessibilità; gli «utilizzi garantiti» costituiscono un nuovo ambito regolato e la relativa competenza della ElCom è ora sancita per legge. In linea di principio i contratti di cui all'articolo 17b<sup>bis</sup> capoverso 2 non competono alla ElCom. Il giudice civile è competente per le controversie contrattuali vere e proprie, vale a dire derivanti dall'applicazione dei contratti conclusi. Prima che tali controversie siano risolte, può entrare in gioco la

<sup>62</sup> RS 101

<sup>63</sup> Sentenze del Tribunale federale 2C\_681/2015 e 2C\_682/2015 del 20 luglio 2016, n. 3.6.5.

<sup>64</sup> RS 251

competenza generale di sorveglianza della ElCom. Se, ad esempio, le disposizioni emanate dal Consiglio federale per la protezione dei titolari della flessibilità sono aggregate o non integrate nel contratto, la ElCom può intervenire nei confronti dei gestori di rete inadempienti. Nel caso di un elemento contrattuale, ossia l'indennità, la ElCom ha una competenza esplicita, anche se limitata: può evitare gli abusi, ossia situazioni in cui esiste una chiara sproporzione tra l'indennità e il servizio fornito. Gli elementi di valutazione della legislazione sul controllo dei prezzi possono servire come indicatori della presenza di un tale abuso. La vigilanza sugli abusi non sostituisce in alcun modo le norme sull'imputabilità dei costi di rete (art. 14), che si applicano sempre in via prioritaria, mentre il concetto di abuso rappresenta un'integrazione. Un gestore della rete di distribuzione non dovrebbe versare indennità indebitamente basse per la flessibilità, tanto più che può traslarne i costi (a condizione che siano imputabili secondo l'art. 15). Il concetto di abuso è quindi destinato principalmente a proteggere i titolari della flessibilità, ma naturalmente anche i gestori di rete se devono pagare prezzi indebiti. Tuttavia, il concetto di abuso non è pertinente nel caso in cui un prezzo della flessibilità elevato è comunque al di sotto della soglia di abuso ma al di sopra di quanto imputabile.

La *lettera e* disciplina due competenze specifiche della ElCom relative ai provvedimenti in caso di minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Secondo il *primo periodo* la ElCom può ordinare alle parti la conclusione di un accordo secondo l'articolo 20a capoverso 1 o 2, se queste non sono riuscite ad accordarsi. Ciò riguarda gli accordi conclusi sia da Swissgrid sia dai gestori della rete di distribuzione, con cui questi ultimi garantiscono di adempiere ai propri obblighi nei confronti della società di rete. Conformemente al *secondo periodo* la ElCom può verificare le disposizioni emanate da Swissgrid e, nel caso non siano rispettate, i provvedimenti sostitutivi da essa adottati. La competenza assegnata nel secondo periodo si limita alle disposizioni; infatti per principio le questioni riguardanti il rispetto o la violazione di diritti e obblighi derivanti da un contratto nonché la loro applicazione competono al giudice. Lo stesso vale per i provvedimenti sostitutivi adottati da Swissgrid nel caso in cui un provvedimento previsto dal contratto non sia o non possa essere attuato (cfr. art. 20a cpv. 4). Bisogna osservare tuttavia che la ElCom può benissimo adottare decisioni con un effetto immediato sugli accordi. Ad esempio in base all'articolo 22 capoverso 1 potrebbe verificare se i provvedimenti previsti dal contratto sono adeguati per affrontare una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto (art. 20 cpv. 2 lett. c).

*Lettera f*: nel quadro dei valori di base stabiliti dalla ElCom, l'amministrazione della nuova riserva di energia (art. 8a cpv. 3 e 4) compete a Swissgrid. La collaborazione tra la società di rete e i partecipanti alla riserva nonché i suoi interventi sono regolamentati da un contratto (l'accordo concluso da Swissgrid in caso di aggiudicazione). Qualora fosse necessario l'intervento di un'autorità superiore, interviene la ElCom. Swissgrid può chiedere alla ElCom di emanare determinate disposizioni. La ElCom può comunque intervenire anche di propria iniziativa, dal momento che le spettano compiti di sorveglianza.

La ElCom vigila sul registro dati di cui all'art. 17<sup>b</sup> quinquies capoverso 1; le pertinenti disposizioni risultano dalla LAEl e dalle disposizioni esecutive. Secondo la *lettera g* la ElCom verifica segnatamente i costi addebitati dal gestore del registro dati per l'istituzione e la gestione di questo strumento nonché la corretta riscossione dei compensi

basati su tale conteggio dei costi. Poiché il gestore del registro dati non può conseguire degli utili, i compensi sono a copertura dei costi. La ElCom verifica inoltre i requisiti organizzativi del registro dati, in particolare che il gestore non svolga compiti non previsti dalla legge e dalle relative disposizioni esecutive (art. 17<sup>bsexies</sup> cpv. 2). Ad esempio, la ElCom può intervenire se il gestore del registro dati effettua un trattamento dei dati non necessario per l'adempimento dei compiti previsti dalla legge e dall'ordinanza. Nell'esercizio della vigilanza in materia di protezione dei dati, la ElCom potrebbe doversi coordinare con l'Incaricato federale della protezione dei dati e della trasparenza. Infine, in virtù della sua competenza generale sussidiaria (art. 22 cpv. 1 LAEl) la ElCom emana decisioni circa le controversie riguardanti il registro dati, ad esempio tra i partecipanti e il gestore. Quest'ultimo non è autorizzato a emanare decisioni. La verifica di cui alla *lettera g* non concerne l'approvazione degli statuti da parte del DATEC secondo l'articolo 17<sup>bquinquies</sup> capoverso 2. Infine – a seconda dell'organizzazione del gestore del registro dati – non compete alla ElCom nemmeno la vigilanza sul registro dati introdotto dal Consiglio federale di cui all'articolo 17<sup>bquinquies</sup> capoverso 3.

#### *Art. 22a* Pubblicazione di confronti della qualità e dell'efficienza

Nell'articolo 22a si introduce la regolazione Sunshine come strumento complementare alla già affermata regolazione «cost plus» nel settore delle reti e per la verifica delle tariffe del servizio universale. La disposizione disciplina esclusivamente la regolazione Sunshine. Eventuali altri confronti effettuati in un altro contesto dalla ElCom non sono oggetto dell'articolo 22a.

Il *capoverso 1* stabilisce i principali elementi della regolazione Sunshine. Viene così delimitato in maniera generale il settore in cui la ElCom può effettuare confronti tra i gestori della rete di distribuzione, vale a dire nel proprio ambito di competenza conformemente all'articolo 22 capoversi 1 e 2. Alla regolazione Sunshine non possono accedere i settori disciplinati dall'articolo 22 capoversi 3 e 4 per i quali la ElCom ha competenze specifiche di osservazione e vigilanza. I citati obiettivi della regolazione Sunshine fungono da linee guida per l'attuazione di questo nuovo strumento e devono essere considerati specialmente nella scelta di adeguati valori di confronto e nella pubblicazione dei risultati. Al fine di ottenere dai confronti risultati significativi, la ElCom può considerare elementi che non rientrano nel settore della regolazione secondo l'articolo 22 capoversi 1 e 2, se il valore di confronto stesso rientra in questo settore. Per una maggiore trasparenza verso i consumatori finali, questi devono avere la possibilità di ottenere un quadro del proprio gestore di rete rispetto ad altri gestori di rete. Per questo motivo la ElCom può pubblicare i risultati in modo che siano consultabili singolarmente per ogni gestore della rete di distribuzione. Per garantire risultati comparabili può essere utile suddividere i gestori della rete di distribuzione in gruppi secondo criteri adeguati (ad es. topografia, densità abitativa, densità energetica in MWh per chilometro di linea). Inoltre in determinati confronti può essere opportuno considerare soltanto alcuni gestori della rete di distribuzione, ad esempio nel caso in cui tra i piccoli gestori della rete di distribuzione dovessero emergere valori estremi non significativi. Dal punto di vista del diritto in materia di protezione dei dati la ElCom è autorizzata a rendere accessibili dati personali ai sensi dell'articolo 19 capoverso 3 LPD attraverso una procedura di richiamo.

Il *capoverso 2* elenca i settori in cui la ElCom effettua confronti tra i gestori della rete di distribuzione. Pur non essendo esaustivo, l'elenco restituisce ampiamente il contenuto e l'entità della regolazione Sunshine. La ElCom ha un considerevole margine di manovra, poiché i settori sono definiti in modo ampio e il confronto va effettuato solamente per ogni lettera e non per ogni sottovoce. Oltre alla possibilità di confronti basati su singoli valori concreti, all'interno dei singoli settori è possibile raggruppare diversi valori di confronto e presentare come risultato, ad esempio, una sorta di efficienza globale di un settore. Così facendo si impedisce in particolare che attraverso modifiche mirate, ad esempio concernenti l'attribuzione dei costi, si ottengano risultati migliori relativi ai singoli valori. Nella scelta dei settori si è tenuto conto dell'auspicio che la regolazione Sunshine comporti un onere supplementare gestibile per le imprese interessate. Per quanto possibile i confronti devono essere effettuati sulla base di valori per i quali la ElCom dispone già dei dati necessari. Nondimeno la ElCom ha la possibilità, in base all'articolo 25 capoverso 1, di acquisire ulteriori dati per la regolazione Sunshine dai gestori della rete di distribuzione e dai proprietari delle reti di distribuzione. La ElCom coinvolge in maniera adeguata i gestori della rete di distribuzione nell'elaborazione dei principi alla base dei confronti e della pubblicazione dei risultati.

Nel settore della qualità dell'approvvigionamento, secondo la *lettera a* i confronti tra i gestori della rete di distribuzione possono riguardare la durata o la frequenza delle interruzioni dell'approvvigionamento. Nel settore delle reti di cui alla *lettera b* sono ad esempio possibili confronti tra i costi di rete per chilometro di linea. Per i motivi citati, nel settore delle reti risulta particolarmente utile indicare i risultati (anche) sotto forma di efficienza complessiva. Un'analisi globale è richiesta inoltre per la valutazione degli aumenti dell'efficienza nel settore delle reti secondo il capoverso 3. Nelle tariffe del servizio universale secondo la *lettera c* la ElCom può effettuare confronti sia del prodotto standard sia di altri prodotti del servizio universale. Per quanto riguarda la *lettera d* si potrebbero effettuare confronti delle modalità di comunicazione ai consumatori finali in caso di interruzioni programmate. I confronti nel settore dell'esercizio delle stazioni di misurazione e della fornitura dei servizi di misurazione (*lett. f*) si limitano al monopolio dei gestori della rete di distribuzione, ossia agli ambiti in cui sono applicate le tariffe di misurazione stabilite per legge poiché i consumatori finali in questione non possono scegliere liberamente il gestore delle stazioni di misurazione o il fornitore dei servizi di misurazione (cfr. art. 17a e 17a<sup>bis</sup>). Infine la *lettera g* riguarda essenzialmente gli obblighi di comunicazione e pubblicazione dei gestori della rete di distribuzione nei confronti dei consumatori finali e di altri operatori di mercato, innanzitutto per quanto concerne la comunicazione o la pubblicazione corretta e tempestiva delle informazioni secondo l'articolo 12.

Il *capoverso 3* prevede la sostituzione della regolazione Sunshine nel settore delle reti con una regolazione per incentivi se in questo settore non si ottiene un sufficiente aumento dell'efficienza con le corrispondenti ripercussioni sui costi di rete. Nei restanti settori la regolazione Sunshine potrebbe coesistere con una regolazione per incentivi. Sulla base dei risultati della valutazione svolta dall'UFE ogni quattro anni, il Consiglio federale decide se elaborare per il Parlamento un disegno di legge per l'introduzione di una regolazione per incentivi. I corrispettivi per l'utilizzazione della rete si devono basare sui costi di una rete sicura, performante ed efficiente. Pertanto l'andamento dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete deve poter evidenziare

che l'obiettivo di efficienza è raggiunto in misura sufficiente. A questo proposito bisogna tenere conto dell'esito delle riflessioni dell'UFE sui costi e sui benefici: secondo una stima piuttosto conservativa, grazie all'aumento dell'efficienza una regolazione per incentivi può portare a un aumento annuale del benessere compreso tra 190 e 270 milioni di franchi<sup>65</sup>. Nell'ambito della valutazione, si svolge una trasmissione dei dati tra la ElCom e l'UFE ai sensi dell'articolo 27 capoverso 1<sup>bis</sup> (cfr. commento all'art. 27).

L'introduzione di una regolazione per incentivi comporterebbe il passaggio da una regolazione *ex post* a una regolazione *ex ante*, con prescrizioni per i gestori della rete di distribuzione relative ai loro ricavi in un periodo di regolazione (di norma da quattro a cinque anni). Queste prescrizioni si ricavano da valori di efficienza dei gestori di rete da determinare in base a confronti statistici (benchmarking); i costi influenzabili di un gestore di rete vengono confrontati con quelli di un gestore di rete dall'efficienza comparabile. I costi non influenzabili, in particolare i costi delle reti a monte nonché le tasse e gli emolumenti, non sono considerati nel confronto dell'efficienza e vengono traslati.

Il principio di base della regolazione per incentivi è il seguente: se vengono superati i valori imposti per l'aumento dell'efficienza, il gestore di rete può trattenere la differenza fino al limite massimo dei ricavi calcolato. I costi che oltrepassano questo limite non possono essere addebitati ai consumatori finali attraverso i corrispettivi per l'utilizzazione della rete.

Una regolazione per incentivi evita in particolare investimenti eccessivi nell'ampliamento della rete ad alta densità di capitale. Viste le particolarità e la scarsa comparabilità, Swissgrid dovrebbe rimanere in un regime prioritario basato sui costi.

#### *Art. 23* Tutela giurisdizionale

La modifica del capoverso 1 è di carattere puramente redazionale.

Il nuovo diritto di ricorso della ElCom secondo il capoverso 2 si limita ai casi di cui all'articolo 23, ossia quando una decisione della ElCom è stata impugnata davanti al Tribunale amministrativo federale (cpv. 1) e non è stata da questo avallata. Negli ambiti del mercato elettrico di competenza cantonale, in cui sono emesse sentenze dei tribunali cantionali, la ElCom non ha diritto di ricorso.

#### *Art. 23a*

I progetti pilota di cui al *capoverso 1* sono destinati a promuovere l'innovazione e a favorire lo sviluppo della legislazione in materia di approvvigionamento elettrico. A tal fine si possono testare tecnologie, modelli commerciali o prodotti innovativi nel settore energetico che si discostano dalle disposizioni di legge (cfr. cpv. 3). In questo contesto, ad esempio, si potrebbe studiare un nuovo modello tariffario che non rientra

<sup>65</sup> Frontier Economics (2015), Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz (disponibile soltanto in tedesco), pag. 43 segg., e Infras, Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG) (2017), pag. 83. [www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/revision-stromvg.html](http://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/revision-stromvg.html).

nelle disposizioni di legge. Tuttavia, un progetto è approvato solo se necessario al fine dell'ulteriore sviluppo della legislazione sull'approvvigionamento elettrico. Uno scostamento dalla legge (ad es. l'esenzione dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete) è quindi ammissibile solamente se richiesto dal test, cioè se è oggetto di un'indagine volta a chiarire una questione complessa e al fine di adottare in futuro una norma corrispondente sulla base del risultato dell'indagine. Uno scostamento sarebbe inammissibile se servisse soltanto a finanziare il test, se non si prevedono risultati rilevanti o se non sarebbe comunque ammissibile come norma futura.

Nel rispetto dei principi alla base delle norme sui progetti pilota, il *capoverso 2* stabilisce inoltre che il progetto deve essere limitato dal punto di vista contenutistico, temporale e spaziale. Inoltre l'ambito di applicazione del progetto non può estendersi oltre a quanto necessario per il raggiungimento del suo obiettivo. Al fine di garantire la massima uguaglianza giuridica, le disparità generate dalle norme sui progetti pilota devono essere ridotte al minimo, il che andrebbe considerato anche in merito a un'eventuale proroga del progetto.

In base al *capoverso 3* il DATEC disciplina le condizioni quadro dei singoli progetti in un'ordinanza ad hoc. Nel rispetto del principio di legalità, l'ordinanza disciplinerà i diritti e gli obblighi dei partecipanti e indicherà le disposizioni a cui si può derogare nel quadro del progetto pilota. È possibile derogare alla legge solo per i settori elencati, ossia il servizio universale (art. 6 LAEl), i compiti dei gestori di rete (art. 8 LAEl) e l'utilizzazione della rete (art. 10–20b LAEl). Se necessario, sono ammesse deroghe anche alle relative disposizioni esecutive.

Se, in deroga alla LAEl, un progetto pilota approvato prevede per determinati consumatori finali l'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, potrebbero insorgere oneri finanziari aggiuntivi per gli altri consumatori finali nel comprensorio interessato dal progetto. I costi aggiuntivi non coperti dall'esenzione dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete potrebbero ricadere sui consumatori finali nel comprensorio non coinvolti nel progetto, il che potrebbe generare oneri aggiuntivi sproporzionati. Il *capoverso 4* permette quindi al DATEC di prevedere nell'ordinanza che questi costi siano ripartiti da Swissgrid tra i consumatori finali di tutta la Svizzera, ammortizzando così l'effetto dei costi sul singolo consumatore finale. A tal fine, Swissgrid indennizza il gestore di rete per i costi non coperti che includerà poi nei propri costi delle prestazioni di servizio relative al sistema. Ciò significa che alla fine i costi aggiuntivi non coperti saranno finanziati dai consumatori finali dell'intera zona di regolazione Svizzera mediante il meccanismo della traslazione. Tuttavia, questa distribuzione dei costi di rete è possibile solo nella misura in cui il progetto approvato generi effettivamente costi aggiuntivi non coperti per i consumatori finali non coinvolti nel progetto del comprensorio. Se non insorgono costi aggiuntivi per i consumatori finali, ad esempio perché i costi sono finanziati dal gestore della rete o da un progetto pilota e di dimostrazione secondo l'articolo 49 LEnE, non possono essere attribuiti alle prestazioni di servizio relative al sistema. Inoltre, la socializzazione dei costi è appropriata solo se il valore aggiunto materiale e non materiale del progetto (acquisizione di conoscenze, sgravio della rete, risparmi finanziari, ecc.) va prevalentemente a beneficio di tutta la zona di regolazione Svizzera e non solo del comprensorio in questione. L'interesse di tutta la Svizzera per il progetto pilota è quindi più importante di quello del comprensorio: ciò verrà deciso caso per

caso dal DATEC che stabilirà se i costi debbano essere imputati alle prestazioni di servizio relative al sistema.

*Capoverso 5:* il Consiglio federale dovrà prevedere una procedura che consenta agli operatori interessati di presentare una domanda per il lancio di un progetto pilota. I requisiti per tale domanda potranno essere disciplinati dal Consiglio federale. L'Esecutivo dovrà inoltre garantire l'accesso del DATEC alle necessarie informazioni sui responsabili dei progetti, poiché solo in questo modo si potranno fare esperienze in vista dello sviluppo della legislazione sull'approvvigionamento elettrico. A riguardo sono necessari un'adeguata assistenza amministrativa, tecnologica e normativa nonché corrispondenti obblighi di valutazione, documentazione ed eventualmente diffusione per i responsabili dei progetti.

#### *Art. 25 cpv. 1*

L'articolo 25 capoverso 1 è dedicato soprattutto all'acquisizione di dati da parte della ElCom e dell'UFE e consente a queste autorità l'accesso ai dati necessari all'esecuzione della legge o alla sua preparazione (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004<sup>66</sup> concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico). A seguito della nuova trasmissione dei dati tra l'UFE e la ElCom di cui all'articolo 27 capoverso 1<sup>bis</sup> si precisa il testo di legge menzionando esplicitamente lo sviluppo della legge come parte dell'esecuzione della stessa. Non si tratta di una modifica materiale in quanto l'aspetto dello sviluppo è già materialmente incluso nel diritto vigente secondo il passaggio del messaggio citato («preparazione»).

La novità materiale in questo articolo è l'estensione dell'obbligo di fornire informazioni anche al gestore del registro dati. Tale estensione consente alla ElCom di svolgere la propria attività di vigilanza. L'ordinanza potrà prevedere per il gestore del registro dati ulteriori obblighi di fornire informazioni (ev. anche periodiche).

#### *Art. 26 cpv. 1*

L'articolo 26 capoverso 1 riprende la medesima integrazione dell'articolo 25 capoverso 1 e realizza quindi lo stesso chiarimento.

#### *Art. 27, rubrica e cpv. 1<sup>bis</sup>*

La nuova trasmissione dei dati introdotta nel capoverso 1<sup>bis</sup> riguarda tutti i dati disponibili presso l'UFE o la ElCom che la rispettiva autorità è autorizzata ad acquisire per adempiere i propri compiti. Occorre tenere conto delle prescrizioni contrarie a una trasmissione dei dati, in particolare quelle contenute nell'articolo 14 capoverso 1 della legge del 9 ottobre 1992<sup>67</sup> sulla statistica federale. Il capoverso 1<sup>bis</sup> è rilevante soprattutto per i dati acquisiti conformemente all'articolo 25 capoverso 1: poiché sia la ElCom sia l'UFE possono far valere l'articolo 25 capoverso 1, si possono creare sovrapposizioni. Al fine di evitare acquisizioni doppie dei dati, con conseguenti inefficienze per tutti i soggetti coinvolti, il capoverso 1<sup>bis</sup> consente a un'autorità di trasmettere

<sup>66</sup> FF 2005 1447, in particolare 1499.

<sup>67</sup> RS 431.01

all'altra autorità i dati necessari per l'adempimento dei compiti di quest'ultima. Come risulta dai principi generali della legislazione in materia di protezione dei dati, in particolare i dati non possono essere trattati per altri scopi o in misura maggiore di quanto sia necessario per l'adempimento dei compiti per i quali sono stati trasmessi. Anche se non esiste un obbligo d'informazione ai sensi della LPD (art. 18a cpv. 4 lett. a LPD), per una maggiore trasparenza sarebbe utile che l'UFE o la ElCom informassero successivamente le parti interessate sui trasferimenti di dati di entità non irrilevante, nella misura in cui sia possibile senza un onere sproporzionato. Nel caso di una futura acquisizione di dati direttamente dalle aziende del settore elettrico, si dovrebbe inoltre fare riferimento alla possibilità di trasferimento dei dati tra la ElCom e l'UFE.

*Art. 29 cpv. 1 lett. a, d, e<sup>bis</sup> ed f nonché 2<sup>bis</sup>*

*Capoverso 1:* l'obbligo per i gestori delle reti di distribuzione previsto dal vigente articolo 6 capoverso 5 di traslare proporzionalmente ai consumatori fissi finali i vantaggi tariffari nell'acquisto dell'energia elettrica derivanti dall'accesso libero alla rete, decade nel quadro della nuova struttura del servizio universale maggiormente conforme al mercato (compito di regolazione dei costi di produzione). Di conseguenza la prescrizione contenuta nell'*articolo 29 capoverso 1 lettera a* è priva di oggetto e deve essere abrogata.

La disposizione penale del nuovo *capoverso 1 lettera e<sup>bis</sup>* impone il rispetto dell'obbligo di cui all'articolo 17b<sup>ter</sup> a tutti i gestori della rete di distribuzione, i gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori dei servizi di misurazione «liberi». Va distinta da questa disposizione penale l'imposizione nell'ambito del diritto amministrativo dell'obbligo di cui all'articolo 17b<sup>ter</sup> che compete alla ElCom (art. 22 cpv. 1). Per quanto riguarda la nuova riserva di energia è punito anche il rilascio di informazioni false e incomplete; oltre alle informazioni trasmesse alla ElCom (oggetto dell'attuale lett. f) sono comprese le informazioni trasmesse e i documenti forniti a Swissgrid, che non è un'autorità. A questo riguardo viene integrata la lettera f, che per il resto rimane invariata. La lettera f riguarda inoltre le informazioni riguardanti il nuovo strumento di cui all'articolo 9<sup>bis</sup> (incremento della produzione di energia elettrica in inverno).

*Capoverso 2<sup>bis</sup>:* è fatta valere la possibilità di infliggere multe secondo l'articolo 7 della legge federale del 22 marzo 1974<sup>68</sup> sul diritto penale amministrativo (DPA), analogamente ad esempio all'articolo 71 LEne, con multe fino a 20 000 franchi (anziché 5000 franchi).

*Art. 33c* Disposizioni transitorie della modifica del ...

Il *capoverso 1* concede al settore un periodo transitorio affinché si affermino i processi necessari all'attuazione dell'apertura completa del mercato.

Sinora per principio anche i grandi consumatori finali avevano diritto al servizio universale, diritto che perdevano una volta concluso un contratto nel libero mercato («Una volta libero, libero per sempre»). Ora questo diritto non è più concesso ai consumatori finali con un consumo a partire da 100 MWh: il *capoverso 2* chiarisce cosa

<sup>68</sup> RS 313.0

succede nel momento in cui, nonostante non abbiano diritto al servizio universale, non usufruiscono dell'accesso alla rete.

*Capoverso 3:* trascorsi dieci anni dall'entrata in vigore il Consiglio federale verificherà se le disposizioni concernenti l'adeguatezza delle tariffe e il prodotto elettrico standard (art. 6) nel servizio universale saranno ancora necessarie e adeguate. Gli sviluppi del mercato dell'energia elettrica sono difficilmente prevedibili: solo le esperienze a lungo termine potranno dimostrare se nel servizio universale si affermeranno tariffe adeguate semplicemente grazie alla possibilità di passare al libero mercato. Questo renderebbe obsolete le disposizioni legali e il relativo onere di esecuzione. Allo stesso tempo è possibile che i prodotti elettrici basati sull'energia rinnovabile indigena si diffondano sempre più grazie all'iniziativa privata, in particolare quando l'elettricità prodotta in modo decentralizzato è sempre più richiesta a livello locale.

La disposizione transitoria del *capoverso 4* consente al Consiglio federale di individuare tempestivamente eventuali effetti negativi dell'apertura completa del mercato e adottare i primi provvedimenti. A tal fine il Consiglio federale osserva per un periodo di dieci anni le condizioni sul mercato del lavoro del settore elettrico. Questo monitoraggio del Consiglio federale si basa sui rapporti periodici redatti dall'UFE secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEl che forniranno le analisi necessarie, ad esempio sul livello e sullo sviluppo dei salari. Se il Consiglio federale informa la Commissione tripartita federale ai sensi dell'articolo 360b CO, questa valuterà se procedere ai relativi accertamenti e adottare gli opportuni provvedimenti. Le misure di coordinamento e di ulteriore sviluppo nel settore della formazione e della formazione continua dovrebbero prevenire per quanto possibile le ristrutturazioni, o almeno mitigarne le conseguenze negative, e contribuire a garantire la qualità e la sicurezza di approvvigionamento. In questo contesto, il Consiglio federale potrebbe consultare le parti sociali (e/o altre organizzazioni e autorità) al fine di analizzare la qualità e la disponibilità delle opportunità di formazione e perfezionamento nel settore dell'energia elettrica ed esaminare la necessità di adeguamenti in questo senso. Non rientra nella norma contenuta nel capoverso 4 il settore dell'esercizio della rete, che non è influenzato dall'apertura del mercato.

*Capoverso 5:* lo scopo della disposizione transitoria è far sì che, appena introdotta la regolazione Sunshine, la ElCom non si limiti a un'analisi puntuale dei gestori di rete, ma possa mostrare l'evoluzione dei risultati in un certo lasso di tempo. In questo modo, si può ottenere una valutazione più obiettiva dei gestori di rete sin dal momento dell'entrata in vigore della legge. Al fine di limitare la retroattività, la ElCom può utilizzare solo i dati a partire dal 2022 e di cui dispone già al momento dell'entrata in vigore della modifica del ... Il 2022 è il primo anno completo successivo alla presentazione del messaggio al Parlamento: a partire da tale anno, i gestori di rete sanno che i dati potrebbero essere utilizzati anche per la regolazione Sunshine. La ElCom segnerà anche questo aspetto in fase di acquisizione dei corrispondenti dati.

#### *Art. 34 cpv. 2 e 3*

Il disegno di legge comporta un'apertura completa del mercato. Di conseguenza la disposizione finale concernente il decreto federale con cui sarebbero dovute entrare

in vigore le disposizioni precedentemente previste a tal fine risulta priva di oggetto e viene abrogata.

## 5 Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo

### *Sviluppo generale nell'UE e accento sulle energie rinnovabili*

Negli ultimi venti anni l'UE ha approvato diversi pacchetti legislativi concernenti il mercato interno dell'energia, forzando in questo modo l'integrazione del mercato dell'energia elettrica. Oltre all'apertura dei mercati dell'energia elettrica (con la libera scelta del fornitore introdotta nel 2007), sono state emanate norme concernenti gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e la promozione delle energie rinnovabili. Nel dicembre 2018 e nel giugno 2019 è stato approvato il quarto pacchetto di questa serie, il cosiddetto *Clean Energy Package* (CEP).

Il CEP punta sull'efficienza energetica e sulle energie rinnovabili e fissa un obiettivo globale vincolante per la quota di energia da fonti rinnovabili pari al 32 per cento entro il 2030<sup>69</sup>. Attraverso un meccanismo di governance l'UE crea un nuovo sistema di pianificazione e monitoraggio per l'attuazione degli obiettivi dell'Unione dell'energia, in particolare degli obiettivi energetici e climatici da raggiungere entro il 2030<sup>70</sup>. Ma l'Unione europea intende già andare oltre e nel 2019 ha lanciato il progetto per un «Green Deal europeo», i cui lavori sono ancora in corso. Gli obiettivi perseguiti: zero emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 e utilizzazione più efficiente delle risorse passando a un'economia pulita e circolare.

### *CEP: mercato interno dell'energia elettrica e sicurezza di approvvigionamento*

Le norme del CEP concernenti il mercato interno dell'energia elettrica<sup>71</sup> mirano a una migliore integrazione nel sistema e nel mercato dell'energia elettrica prodotta a partire da fonti rinnovabili. Grazie al rafforzamento dei loro diritti, i consumatori possono partecipare in modo più attivo al mercato, attraverso l'applicazione di norme concernenti i «clienti attivi», le «comunità energetiche di cittadini» o l'«aggregazione». Inoltre vengono introdotte norme riguardanti gli impianti di stoccaggio e condizioni quadro per l'utilizzo della flessibilità.

<sup>69</sup> Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82.

<sup>70</sup> Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'energia e dell'azione per il clima, GU L 328 del 21.12.2018 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1.

<sup>71</sup> Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione), GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125 e regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.

I meccanismi di mercato vengono potenziati, ad esempio attraverso una maggiore responsabilità per le aree di bilancio di tutti gli operatori di mercato, e le possibilità del commercio internazionale a breve termine sono migliorate. Le interconnessioni saranno potenziate attraverso il graduale innalzamento fino al 70 per cento delle capacità disponibili per il commercio. Sono quindi previste nuove norme concernenti i mercati delle capacità secondo cui è remunerata la disponibilità delle risorse. Questi meccanismi verranno introdotti solo come *ultima ratio* se l'analisi dell'idoneità del sistema (*system adequacy*) ne rivelerà la necessità; in ogni caso non dovranno essere durevoli né creare distorsioni sul mercato.

Infine un nuovo regolamento concernente la prevenzione dei rischi<sup>72</sup> contro le situazioni critiche di approvvigionamento prevede una maggiore collaborazione tra gli Stati.

### *Rilevanza del diritto dell'UE per la Svizzera*

L'accordo sull'energia elettrica, al quale miravano l'UE e la Svizzera, è sospeso fino a nuovo avviso visto che i negoziati relativi a un accordo istituzionale sono stati interrotti. Le norme UE concernenti il mercato interno dell'energia elettrica e le norme UE sugli aiuti di Stato non sono pertanto determinanti per la Svizzera. La Svizzera non è tenuta a considerare il diritto UE nell'emanazione di norme giuridiche, ma spesso ne tiene ugualmente conto. Anche senza un accordo sull'energia elettrica il diritto UE rimane almeno parzialmente un punto di riferimento per il settore energetico ed elettrico. Le novità di questo progetto dovrebbero pertanto essere, per quanto possibile, conformi al diritto europeo. Il presente progetto non è mai stato inteso come progetto di attuazione di un accordo sull'energia elettrica. Se in futuro, nonostante la mancanza di un accordo sull'energia elettrica, la Svizzera volesse allinearsi maggiormente al diritto europeo, occorrerà elaborare un progetto complementare.

Nel quadro del diritto UE sono rilevanti soprattutto i seguenti temi della revisione:

*Incremento delle energie rinnovabili:* come accennato, attraverso il CEP l'UE promuove il potenziamento delle energie rinnovabili, anche nel settore elettrico. Nonostante gli obiettivi nazionali di incremento siano stati sostituiti da un obiettivo globale a livello di Unione europea, è comunque necessario l'impegno dei singoli Paesi attraverso propri contributi nazionali. Potenziando nella LEné i provvedimenti volti a raggiungere gli obiettivi di incremento e modernizzando e prorogando gli strumenti di promozione (in parte attraverso le aste) la Svizzera si muove nella stessa direzione con questo progetto. Particolarmente rilevanti sono il diritto UE in materia di aiuti di Stato e le pertinenti linee guida, da cui risultano numerose eccezioni che relativizzano notevolmente il divieto di principio di aiuti di Stato. Considerando il diritto in materia di aiuti di Stato, nel quadro della revisione della LEné è positivo che sia confermata l'abolizione del premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici e del sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità. Quest'ultimo non sarà soppresso del tutto ma sostituito dai contributi d'investimento, riconosciuti dall'UE come aiuti

<sup>72</sup> Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE, GU L 158 del 14.6.2019, pag. 1.

di Stato. Per raggiungere la conformità totale all'UE, nel caso di singoli strumenti si renderà eventualmente necessario ancora qualche adeguamento.

*Apertura completa del mercato e servizio universale:* l'apertura completa del mercato prevista nella LAEl rappresenta un elemento centrale nel diritto dell'UE. La nuova verifica dell'adeguatezza nel servizio universale si basa sull'analisi dei prezzi comparativi (prezzi di mercato anziché costi di produzione); considerato il diritto alla scelta del fornitore da parte dei consumatori finali, la ElCom non effettua una verifica sistematica. Tale modello, in cui è rilevante soprattutto l'abbandono dei costi di produzione, è conforme al diritto europeo. È degno di nota un altro elemento del servizio universale, ossia il prodotto standard costituito da energia rinnovabile indigena. Se considerato come un contributo per raggiungere l'obiettivo centrale del potenziamento delle energie rinnovabili e inserito nel sistema «apertura del mercato/servizio universale», appare sostenibile dal profilo della normativa UE, tanto più che il mercato non è praticamente intaccato, poiché i consumatori finali hanno la possibilità di cambiare fornitore o scegliere un altro prodotto presso il fornitore del servizio universale. Va rilevata tuttavia una differenza rispetto al diritto UE per quanto riguarda il termine di un anno previsto per il cambio di fornitore, che nell'UE è più breve.

*Riserva di energia e incremento dell'«elettricità invernale»:* la riserva di energia non è una riserva di potenza, ma appunto di energia. Tuttavia, potrebbe dover essere considerata una riserva strategica e di conseguenza un mercato di capacità. Il fabbisogno necessario per costituire una riserva dovrebbe essere approvato per il modello svizzero, quanto meno comunque la sua ammissibilità, poiché si tratta di un'assicurazione su piccola scala per alcune settimane critiche. Inoltre, la riserva si basa su un'asta, è aperta a varie tecnologie e funziona al di fuori del mercato. Anche il secondo elemento della LAEl che concorre alla sicurezza di approvvigionamento, ossia l'incremento della produzione di «elettricità invernale», è in linea con le norme UE: se sono potenziati in via prioritaria gli impianti idroelettrici ad accumulazione, sostenuti attraverso lo strumento accettato dei contributi d'investimento, si assiste a un aumento delle energie rinnovabili. Tuttavia, rispetto all'usuale sostegno secondo la LEne, questo incremento pone l'accento sulla sicurezza di approvvigionamento in inverno. Per questa ragione la LAEl prevede criteri più specifici e mirati.

*Ulteriori aspetti:* il diritto dell'UE non prevede norme su tutti gli argomenti di questa revisione. Ad esempio, richiede l'installazione di *smart meter*, ma non fissa alcun requisito per quanto riguarda la misurazione e un'eventuale libera scelta del fornitore. Con le proposte relative alle flessibilità e al *data hub* la Svizzera si dimostra più progressista rispetto alla normativa europea e in linea con le regole dell'UE. Per contro, difficilmente potrà essere conforme al diritto UE l'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete per gli impianti a pompaggio, che tuttavia non è una novità. Infine, la prevista *sandbox* non pone alcun problema sotto il profilo della compatibilità con le norme UE.

## **6 Riperussioni**

### **6.1 Riperussioni sul personale per la Confederazione**

Il progetto comporta per l'UFE altri due posti a tempo pieno che saranno interamente finanziati attraverso il supplemento rete (invariato) e che dal 2022 serviranno all'esecuzione della promozione basata sui meccanismi di mercato del fotovoltaico (aste) e alla relativa preparazione (a tempo indeterminato). Inoltre alla fine del 2022 i quattro posti a tempo pieno per l'esecuzione del premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici e la relativa elaborazione di un modello conforme al mercato verranno trasformati in posti a tempo indeterminato. Anche questi sono interamente controfinanziati e saranno destinati dal 2024 (tre posti a tempo pieno) alla concezione e dal 2022 (un posto a tempo pieno) all'esecuzione della promozione basata sulle aste attraverso i contributi d'investimento, in particolare i nuovi contributi per la produzione di elettricità nei grandi impianti idroelettrici in inverno. Inoltre dal 2022 al 2024 all'UFE serviranno due posti a tempo pieno al fine di migliorare la disponibilità dei dati nel settore dell'energia elettrica e il relativo accesso, soprattutto per predisporre il registro dati previsto dal progetto di legge.

Rispetto a oggi il progetto comporterà per la ElCom altri tre posti a tempo pieno e indeterminato, in parte controfinanziati. Questi posti saranno necessari a partire dal 2024 per i compiti di esecuzione, nuovi o ampliati, nei settori dell'apertura del mercato, della riserva di energia, delle misurazioni e della regolazione di rete.

Le modifiche delle prescrizioni concernenti la dichiarazione (art. 44 LEne) non hanno riperussioni sul personale della Confederazione.

### **6.2 Riperussioni finanziarie per la Confederazione**

L'attuazione delle aste per gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni e dei contributi di progettazione, introdotti con il presente progetto, costeranno all'UFE 550 000 franchi all'anno. Questi costi saranno coperti attraverso il Fondo per il supplemento rete.

Per garantire la realizzazione sicura dei progetti geotermici avviati con l'attuazione delle misure di promozione contenute nella LEne e nella legge sul CO<sub>2</sub>, la Confederazione promuoverà, ai sensi dell'articolo 51 della legge del 7 ottobre 1983<sup>73</sup> sulla protezione dell'ambiente, installazioni di controllo e di sorveglianza per il monitoraggio in particolare dei rischi sismici da parte del Servizio Sismico Svizzero e dei Cantoni. Le spese a carico delle finanze federali ammonteranno a 800 000 franchi annui.

Le modifiche delle prescrizioni concernenti la dichiarazione (art. 44 LEne) non hanno alcuna riperussione finanziaria per la Confederazione.

### 6.3 Riperussioni sul Fondo per il supplemento rete e altre riperussioni

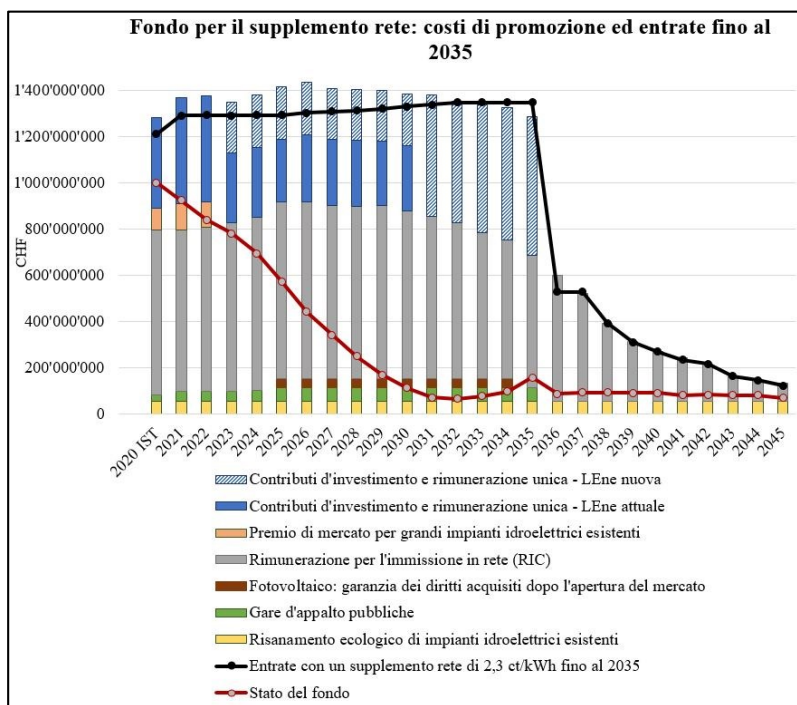
I costi per i nuovi contributi d'investimento destinati agli impianti eolici, ai piccoli impianti idroelettrici, agli impianti a biomassa e agli impianti geotermici, per le aste per gli impianti fotovoltaici, per l'aumento dei fondi per la promozione dei grandi impianti idroelettrici e per i contributi di progettazione ammontano a circa 215 milioni di franchi all'anno. Inoltre per i dieci anni successivi all'apertura del mercato elettrico, si prevede un fabbisogno di 40 milioni di franchi all'anno per finanziare i diritti acquisiti dei gestori di impianti fotovoltaici concernenti la remunerazione del ritiro.

| Fondi supplementari necessari per la promozione              | Mio. di fr./anno |
|--------------------------------------------------------------|------------------|
| Aste per impianti fotovoltaici                               | 65               |
| Contributi d'investimento per grandi impianti idroelettrici  | 55               |
| Contributi d'investimento per impianti a biomassa            | 30               |
| Contributi d'investimento per piccoli impianti idroelettrici | 30               |
| Contributi di progettazione                                  | 20               |
| Contributi d'investimento per impianti eolici                | 15               |
| Garanzia diritti acquisiti impianti fotovoltaici             | 40               |
| <b>Totale</b>                                                | <b>255</b>       |

*Tabella 1:* Probabile ripartizione tra le diverse tecnologie dei fondi supplementari per la promozione.

Gli strumenti di promozione così adattati continueranno a essere finanziati attraverso l'attuale supplemento rete, mantenuto a un massimo di 2,3 ct./kWh (circa 1,3 miliardi di franchi l'anno). Nonostante l'eliminazione di alcuni strumenti di promozione, come il premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici, le risorse per raggiungere gli obiettivi sono scarse. Tuttavia i nuovi obiettivi di incremento potrebbero comunque essere raggiunti anche grazie a iniziative private e innovazioni. Una condizione importante in tal senso è che prezzi molto più elevati del CO<sub>2</sub> in Europa portino a un aumento dei prezzi dell'elettricità anche in Svizzera.

A seguito del rinvio della scadenza degli strumenti di promozione dal 2030 al 2035 l'importo attuale del supplemento rete continuerà ad essere riscosso presso i consumatori finali per ulteriori cinque anni. In base alle stime il proseguimento della promozione dopo il 2030 costerà circa 500–550 milioni di franchi all'anno.



*Figura 4: evoluzione del Fondo per il supplemento rete. Ci si basa su ipotesi che tengono conto di uno scenario medio ritenuto probabile secondo il punto di vista attuale, della pianificazione attuale e di un'entrata in vigore della presente revisione della LEne entro il 2023. Eventuali cambiamenti delle condizioni quadro, delle ipotesi o dei contributi per la promozione possono causare scostamenti significativi. Nella remunerazione unica dei piccoli impianti sono già stati inclusi gli effetti delle innovazioni.*

In caso di elevata domanda potranno essere applicati dei contingenti o ridotti i tassi di promozione. Tuttavia, se le condizioni quadro dovessero evolversi in modo imprevisto e incontrollato potrebbero comunque verificarsi problemi di liquidità. In un simile caso il Consiglio federale può concedere un anticipo al Fondo per il supplemento rete.

#### *Ulteriori ripercussioni*

Per incrementare la produzione di circa 2 TWh di elettricità invernale negli impianti di stoccaggio, servono complessivamente da 900 milioni a 1,3 miliardi di franchi. A tal fine si utilizza il supplemento sui costi della rete di trasporto già previsto dall'articolo 9 capoverso 4 LAEl per prevenire possibili problemi nella sicurezza di approvvigionamento. I costi supplementari che ne derivano per i consumatori di elettricità

devono essere ponderati in rapporto ai costi potenzialmente molto elevati che potrebbero insorgere se perdurasse a lungo una situazione di penuria di elettricità<sup>74</sup>.

#### **6.4 Ripercussioni sui Comuni e sui Cantoni nonché sulle città, gli agglomerati e le regioni di montagna**

I provvedimenti proposti non producono ripercussioni dirette rilevanti sui Comuni e sui Cantoni né sulle città, sugli agglomerati o sulle regioni di montagna.

In qualità di proprietari di aziende che ottengono incentivi finanziari i Cantoni e i Comuni ne beneficiano indirettamente. Le regioni in cui, grazie agli incentivi, si effettuano investimenti per potenziare le capacità di produzione di elettricità, in particolare le regioni di montagna, registrano effetti positivi sull'occupazione e sulle tasse agli enti pubblici.

Inoltre in qualità di proprietari, Cantoni e Comuni sono indirettamente colpiti dalle ripercussioni sui gestori di rete, soprattutto in funzione della futura variazione dei ricavi delle imprese di loro proprietà interessate dall'apertura del mercato. Il valore futuro dei ricavi dipenderà in particolare da come queste imprese si affermeranno sul libero mercato.

#### **6.5 Ripercussioni sui consumatori finali (in particolare sulle economie domestiche e sui grandi consumatori)**

Di seguito sono illustrate le principali ripercussioni del progetto sui consumatori finali.

Il principale vantaggio per i consumatori finali, sia piccoli che grandi, è costituito dal rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di elettricità, un aspetto questo sempre più importante anche in vista della crescente elettrificazione. Per finanziare i provvedimenti necessari al potenziamento della produzione nazionale di energia elettrica in inverno viene riscosso da tutti i consumatori finali un «supplemento invernale» pari al massimo a 0,2 ct./kWh.

Tutti i consumatori finali possono sfruttare il nuovo accesso al mercato dell'energia elettrica ottenuto con l'apertura completa del mercato per vendere in modo semplice e diretto ad altri consumatori finali l'energia elettrica autoprodotta, ad esempio da un impianto fotovoltaico installato sul tetto di casa. Inoltre possono scegliere tra diversi prodotti elettrici o servizi affini a questi. La scelta è molto ampia e comprende ad esempio la combinazione di un prodotto elettrico con una soluzione di ricarica di veicoli elettrici oppure l'ottimizzazione del consumo dei dispositivi dei consumatori finali. L'apertura del mercato dell'energia elettrica permette ai consumatori finali di accedere a tutti i servizi offerti in Svizzera e di non dipendere più dall'offerta di un fornitore locale. In questo modo essi beneficiano direttamente della forza innovativa

<sup>74</sup> [www.babs.admin.ch](http://www.babs.admin.ch) > Altri campi d'attività > Gestire i pericoli e i rischi > Analisi nazionale dei rischi; cfr. al riguardo il rapporto dell'Ufficio federale della protezione della popolazione sull'analisi nazionale dei rischi del novembre 2020.

di questo settore. Allo stesso tempo, per i consumatori finali che non desiderano avvalersi di tali servizi è mantenuto un servizio universale regolamentato, grazie al quale, a meno che non optino per un'altra variante, saranno riforniti di energia elettrica rinnovabile e indigena. Il disegno di legge disciplina importanti aspetti dell'attuazione dell'apertura del mercato dell'elettricità e tiene esplicitamente conto delle esigenze dei consumatori. Ad esempio, garantisce la trasparenza dei prodotti e migliora l'informazione ai clienti.

Grazie a questo progetto i consumatori finali che intendono gestire propri impianti di produzione di energia elettrica a partire da energie rinnovabili, ad esempio un impianto fotovoltaico sul proprio edificio, ottengono ulteriori vantaggi: con il prolungamento delle misure di promozione fino al 2035 per la realizzazione di questi impianti possono infatti ottenere dei contributi d'investimento. A tal fine l'attuale supplemento rete pari al massimo a 2,3 ct./kWh non subisce alcun aumento, ma ne viene prolungata la riscossione.

Inoltre diversi provvedimenti nel settore della regolazione delle reti elettriche sono rilevanti per i consumatori finali che, ad esempio, diventano esplicitamente titolari della propria flessibilità (p. es. flessibilità nell'utilizzo della propria pompa di calore) e possono utilizzarla per il consumo proprio oppure metterla a disposizione del gestore della rete di distribuzione o di terzi dietro versamento di un'indennità, diritti questi di cui sinora non godevano. Attraverso la modifica delle tariffe per l'utilizzazione della rete i consumatori finali usufruiscono a lungo termine di un'infrastruttura di rete economicamente più efficiente in termini di costi. Inoltre, grazie al diritto di scelta nel settore della misurazione possono avvalersi direttamente di nuovi servizi e, ad esempio, attuare in modo semplice misure volte ad accrescere l'efficienza energetica oppure a ottimizzare il consumo proprio. Con l'introduzione del registro dati nazionale (*data hub*) beneficiano di uno scambio efficiente e sicuro di dati e informazioni. Infine grazie ai confronti accessibili al pubblico della cosiddetta regolazione Sunshine ottengono informazioni trasparenti, in particolare sui costi e sulle tariffe nonché sulla qualità dell'approvvigionamento nel loro comprensorio.

## 6.6 Ripercussioni sull'economia nazionale

Il finanziamento degli adeguamenti del sistema di promozione nella LEné assicura l'attuazione degli obiettivi della Strategia energetica 2050 e contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo climatico «saldo netto pari a zero» nel quadro del supplemento rete esistente, che non subisce alcun aumento. L'impatto finanziario sui consumatori di energia elettrica non sarà quindi maggiore rispetto a quello attuale, tuttavia durerà più a lungo. Con la proroga del sistema di promozione, la riduzione del supplemento rete è rinviata di cinque anni, ossia al 2035.

La garanzia dell'approvvigionamento, soprattutto invernale, è raggiunta attraverso gli incentivi all'incremento della produzione accumulabile di circa 2 TWh di elettricità invernale, finanziato mediante un supplemento sui costi della rete di trasporto al massimo di 0,2 ct./kWh. A differenza del Fondo per il supplemento rete nella LEné non è previsto un rimborso alle imprese ad elevato consumo di energia elettrica, poiché la

sicurezza di approvvigionamento costituisce un importante bene per tutti. I costi vengono quindi traslati su tutti i consumatori finali.

Oltre a condizioni quadro nettamente migliori volte a rafforzare la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera e raggiungere gli obiettivi di incremento della Strategia energetica 2050, le modifiche della LEn e della LAEl favoriscono le innovazioni e i progressi tecnologici nel settore delle energie rinnovabili. Ad esempio, oltre alla libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori finali (importante dal profilo economico), l'apertura completa del mercato prevista nella LAEl favorisce le innovazioni a sostegno dell'attuazione della Strategia energetica 2050. Le tariffe di rete maggiormente incentrate sul principio di causalità comportano una maggiore equità nei costi e a lungo termine possono contribuire a ottimizzare l'ampliamento della rete. Inoltre, grazie a un più ampio utilizzo delle flessibilità (al servizio della rete e del mercato) si avrà tendenzialmente una riduzione degli interventi convenzionali di ampliamento della rete. La regolazione Sunshine introdurrà maggiori incentivi all'efficienza nel monopolio di rete. Le libertà di scelta nel settore della misurazione, con opportune restrizioni sul piano macroeconomico, favoriscono le innovazioni dei prodotti nell'interfaccia tra il mercato e la rete e promuovono il lancio di nuovi servizi energetici.

### **6.6.1                   Stima delle ripercussioni in relazione al raggiungimento dell'obiettivo «saldo netto pari a zero»**

Nel quadro delle Prospettive energetiche 2050+ l'UFE ha dato mandato di svolgere uno studio sulle ripercussioni macroeconomiche (prodotto interno lordo, benessere, occupazione, commercio estero ecc.) legate al raggiungimento dell'obiettivo «saldo netto pari a zero». Applicando un modello dinamico di equilibrio calcolabile vengono analizzate le ripercussioni economiche di una Svizzera neutrale sotto il profilo climatico («saldo netto pari a zero») rispetto allo scenario «status quo» e considerati diversi scenari di misure politiche a livello internazionale.

Al momento dell'adozione del messaggio lo studio era ancora in fase di elaborazione. Il rapporto finale sarà pubblicato presumibilmente alla fine del 2021 e le Commissioni parlamentari ne saranno tempestivamente informate.

### **6.6.2                   Stime relative ai provvedimenti più significativi sotto il profilo economico**

#### *Sistema di promozione*

Con il prolungamento degli strumenti di promozione per le tecnologie che altrimenti non sarebbero più sostenute dal 2023, dall'entrata in vigore del progetto fino al 2030, rispetto alla vigente LEn si riscuoteranno 215 milioni di franchi in più all'anno dai consumatori di energia elettrica. Altri circa 40 milioni di franchi all'anno per dieci anni saranno destinati a garantire i diritti acquisiti nell'ambito della remunerazione del ritiro per gli impianti fotovoltaici. A causa della proroga del sistema di promozione

slitta di cinque anni (al 2035) la riduzione del supplemento rete e di conseguenza anche lo sgravio per i consumatori di energia elettrica di 500–550 milioni di franchi annui. Grazie al netto incremento della produzione si potrebbero invece creare nuovi posti di lavoro soprattutto nel settore fotovoltaico. Infine si prevedono in particolare innovazioni e ulteriori sviluppi del parco edifici svizzero come centri di produzione di energia elettrica.

#### *Incremento della produzione invernale negli impianti di stoccaggio*

Per promuovere l'incremento della produzione negli impianti di stoccaggio servono complessivamente da 900 milioni a 1,3 miliardi di franchi, il che comporta un ulteriore onere per i consumatori di energia elettrica di circa 120 milioni di franchi all'anno per un periodo tra i nove e i tredici anni. Il Consiglio federale stabilisce l'importo del supplemento sui costi della rete di trasporto in funzione delle necessità. Questo incremento favorisce in particolare gli investimenti nel settore idroelettrico e comporta un aumento piuttosto consistente del valore aggiunto locale.

#### *Apertura completa del mercato elettrico*

Le possibilità di scelta per tutti i clienti finali offerte dall'apertura completa del mercato inducono i gestori di rete a porre al centro dell'attenzione il cliente. I vantaggi finanziari riguarderanno in particolare le PMI più grandi, che attualmente si trovano ancora in un regime di monopolio parziale.

I principali effetti previsti a livello macroeconomico sono i seguenti:

- *effetti dinamici positivi nel settore elettrico*: si creeranno nuove offerte maggiormente rispondenti alle esigenze dei clienti e aumenterà la pressione verso una maggiore efficienza negli acquisti (p. es. attraverso un aumento degli acquisti comuni);
- *riduzione delle differenze di prezzo regionali*: con il libero mercato si ridurranno le attuali differenze dei prezzi dell'energia nel servizio universale;
- *possibilità di risparmio per i consumatori finali*: le possibili riduzioni dei prezzi dell'energia elettrica andranno a beneficio delle PMI e delle economie domestiche nonché dei grandi clienti sinora rimasti nel servizio universale.

Oltre agli importanti incentivi per una maggiore efficienza, l'apertura completa del mercato crea un terreno più fertile per prodotti e processi innovativi, che sinora con l'apertura parziale non si sono potuti affermare. Ciò è dovuto al fatto che solo un mercato completamente aperto offre incentivi globali per lo sviluppo di modelli commerciali innovativi, in particolare per una diffusione economicamente conveniente delle energie rinnovabili. È quanto emerge dando uno sguardo alla situazione dei Paesi esteri: attualmente molti dei nuovi modelli commerciali per le energie rinnovabili o l'efficienza energetica non sono attuabili in Svizzera. Le innovazioni previste, come pure il prodotto standard rinnovabile e indigeno offerto nel servizio universale, sostengono l'attuazione della Strategia energetica 2050.

Per quanto concerne gli effetti delle innovazioni, l'analisi dei modelli commerciali per le energie rinnovabili nei Paesi confinanti con la Svizzera mostra che il mercato delle energie rinnovabili approfitta della possibilità della vendita diretta ai consumatori fi-

nali e di una struttura dei prezzi più flessibile<sup>75</sup>. Attualmente in Svizzera non è possibile attuare modelli commerciali basati sul prelievo da parte di operatori diversi dal fornitore del servizio universale. Sui mercati dell'energia elettrica liberalizzati gli operatori, sia nuovi sia già affermati, devono prestare maggiore attenzione alle esigenze dei clienti finali. Di conseguenza, oltre agli effetti sui prezzi, si creano maggiori possibilità di affermazione per modelli commerciali che favoriscono una rapida diffusione e integrazione nel mercato delle energie rinnovabili. Accanto alle aziende consolidate, sul mercato aperto possono produrre energie rinnovabili e operare a stretto contatto con i clienti anche comunità di cittadini (come anche privati), PMI nonché imprese commerciali, di trasporto e di servizi. L'apertura completa del mercato crea nuovi modelli di partecipazione, in modo che ad esempio anche i locatari avranno la possibilità di produrre e consumare nella regione la propria energia elettrica. Le nuove offerte di prodotti sul mercato ampliato promuoveranno anche la mobilità elettrica che quindi potrà affermarsi più facilmente ed essere meglio utilizzata per il consumo. Questi potenziali possono sostenere a lungo termine un maggiore impiego dell'accoppiamento settoriale.

Nel servizio universale è offerto un prodotto standard rinnovabile e indigeno che sostiene l'attuazione della Strategia energetica 2050. Questo fatto, oltre all'effetto tendenziale di riduzione dei prezzi prodotto dall'apertura del mercato, può comportare costi supplementari per i consumatori finali nel servizio universale. Tuttavia, questi dovrebbero essere limitati, poiché, grazie alla normativa vigente (in applicazione dell'art. 6 cpv. 5<sup>bis</sup> LAEL approvato dal Parlamento nel quadro della Strategia reti elettriche), l'energia elettrica rinnovabile è venduta sempre più all'interno del servizio universale.

### *Riserva di energia*

I costi di una riserva di energia oscillano all'incirca tra 15 e 30 milioni di franchi all'anno<sup>76</sup>. Questi costi sono rifinanziati attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete nella rete di trasporto, il che corrisponde a un aumento delle tariffe per l'utilizzazione della rete compreso tra 0,025 e 0,05 ct./kWh. Per quanto riguarda il dimensionamento si preferisce una riserva costituita unicamente da energia. Rispetto a una riserva aggiuntiva di potenza questa variante presenta costi sensibilmente inferiori nonché un influsso molto più limitato sul mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema.

<sup>75</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Approvvigionamento elettrico > Legge sull'approvvigionamento elettrico > Revisione LAEL; cfr. Reinschauer & Hampl (2018), *Analyse von Geschäftsmodellinnovationen für erneuerbare Energien in liberalisierten Märkten*, Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien (disponibile soltanto in tedesco).

<sup>76</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Approvvigionamento elettrico > Legge sull'approvvigionamento elettrico > Revisione LAEL; cfr. Frontier Economics e Consen-  
tec (2018), *Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz* (disponibile soltanto in tedesco).

### *Tariffe di rete*

Le modifiche delle tariffe tengono conto del fatto che le caratteristiche strutturali della rete e il carico (di punta) rappresentano un'importante spinta verso il dimensionamento della rete e di conseguenza dei costi di rete da considerare in misura maggiore. In base al principio del prelievo ciò riguarda innanzitutto la prospettiva dei consumatori finali, ossia le tariffe al livello di rete 7. Applicando corrispettivi per l'utilizzazione della rete più equi in funzione dei costi, questi ultimi sono sostenuti da chi li ha generati, cosicché si ottiene un maggiore controllo a lungo termine nel sistema globale e una riduzione a medio-lungo termine del fabbisogno di ampliamento della rete, contribuendo a ridurre i costi di rete. Le modifiche previste considerano maggiormente il principio di causalità e nel contempo sono compatibili con gli obiettivi della Strategia energetica 2050.

### *Regolazione Sunshine*

Con l'introduzione di una regolazione Sunshine si auspicano gradualmente miglioramenti nell'attuale sistema della regolazione basata sui costi che possono portare a una maggiore efficienza. Il raggiungimento degli obiettivi dipende in modo determinante dall'effetto degli indici pubblicati sui proprietari delle reti di distribuzione (inteso come effetto anticipato di una perdita di reputazione). Inoltre i risultati della regolazione Sunshine possono essere utilizzati dalla ElCom per effettuare approfondite analisi dei costi. Infine una valutazione regolare dello sviluppo dei costi di rete con la regolazione Sunshine produrrà una pressione economicamente utile sui gestori di rete che saranno indotti a una maggiore efficienza. Se non si raggiungerà un sufficiente aumento dell'efficienza, il nostro Consiglio sottoporrà un disegno di legge per l'introduzione di una regolazione mediante incentivi. Rappresentando mediamente oltre la metà dei costi dell'energia elettrica, a medio termine i corrispettivi per l'utilizzazione della rete più efficienti sotto il profilo dei costi riducono in modo rilevante gli oneri per tutti i consumatori finali.

### *Flessibilità*

L'obiettivo principale della regolazione della flessibilità consiste nello sfruttare maggiormente e più efficacemente il relativo potenziale economico, che in Svizzera è notevole<sup>77</sup>. A tal fine vengono chiaramente definiti i titolari della flessibilità, il che promuove un utilizzo economico della stessa. Le possibilità di limitazione forzata e di controllo da parte dei gestori di rete, nonché l'auspicata integrazione delle flessibilità nella pianificazione di rete, possono contribuire a ridurre a medio-lungo termine la necessità di ampliamento della rete. Inoltre vengono incentivati nuovi modelli commerciali, che favoriranno importanti innovazioni e una maggiore efficienza nel coordinamento tra le unità di carico e di consumo esistenti.

In riferimento alla gestione delle immissioni, il potenziale di riduzione dei costi nel settore delle reti derivante dall'utilizzo più efficiente della flessibilità è stimato a circa

<sup>77</sup> [www.gazenergie.ch](http://www.gazenergie.ch); cfr. Breig, O. et al. (2016), Multi-Client-Studie Endkundenflexibilität. Eine Empfehlung zur besseren Nutzung der Flexibilitätspotenziale bei den Schweizer Stromverbrauchern bis 2020, Zollikon (disponibile soltanto in tedesco).

800 milioni di franchi (calcolato su venti anni), dedotti i costi di attuazione<sup>78</sup>. Questo importo non comprende i costi di gestione delle immissioni, ossia in particolare i costi per gli acquisti sostitutivi e gli eventuali indennizzi per i quantitativi di energia soggetti a limitazione forzata. Infine si devono considerare anche i potenziali di mercato grazie a nuovi modelli commerciali.

### *Misurazioni*

Gli attuali deficit causati da tariffe molto elevate per la misurazione del profilo di carico e la qualità dei servizi riguardano soprattutto i grandi consumatori in regime di consumo proprio e i consumatori finali che dispongono di diversi centri di consumo (grandi distributori ecc.). Costi di misurazione elevati possono costituire un ostacolo all'ingresso sul mercato e alla partecipazione al libero mercato elettrico. Il diritto, in parte concesso, di scegliere liberamente il proprio fornitore spinge gli attuali offerenti nel settore dei gestori di rete, come pure i nuovi fornitori di servizi, a proporre una misurazione a prezzi interessanti e di migliore qualità. Ciò consente inoltre un migliore controllo delle restanti offerte in regime di monopolio. Attraverso un'apertura del mercato delle misurazioni opportunamente dimensionata, si favorisce lo sviluppo di nuovi servizi energetici, con un conseguente aumento dell'efficienza energetica.

Sia lo sviluppo delle flessibilità sia il diritto di scelta previsti dalla legge nel settore delle misurazioni generano quindi vantaggi economici. Grazie alla più efficiente utilizzazione della flessibilità, i titolari di flessibilità possono conseguire introiti supplementari oppure pagare corrispettivi per l'utilizzazione della rete più bassi; in tal modo a lungo termine l'ampliamento della rete può risultare più efficiente, con ripercussioni generali sui corrispettivi per l'utilizzazione della rete per tutti i consumatori finali. Le libertà di scelta nel settore delle misurazioni faranno diminuire notevolmente i costi per i clienti che fruiscono dei relativi servizi.

## **6.6.3 Ripercussioni sull'occupazione ed effetti distributivi**

L'ulteriore potenziamento del fotovoltaico porterà a un aumento dei posti di lavoro per installatori, copritetto ed elettricisti. Anche l'auspicato aumento degli impianti idroelettrici, a biomassa, eolici e geotermici genererà un ulteriore valore aggiunto, in particolare nelle aree periferiche. Le ripercussioni sul settore idroelettrico dipendono soprattutto dalle misure volte a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in inverno. La riscossione di un supplemento a sostegno del potenziamento della produzione invernale comporta un certo onere aggiuntivo per i settori ad elevato consumo di energia elettrica.

Nella prospettiva attuale, non si prevedono importanti ripercussioni sul numero degli occupati nel settore dell'energia elettrica. Il nostro Consiglio osserverà le conseguenze dell'apertura del mercato: nel caso constati effetti negativi sulle condizioni di lavoro nel settore dell'energia elettrica, potrà adottare misure adeguate. Eventuali modifiche

<sup>78</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Approvvigionamento elettrico > Legge sull'approvvigionamento elettrico > Revisione LAEL; cfr. Infrass (2017), Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG) (disponibile soltanto in tedesco).

strutturali dovute all'apertura completa del mercato verranno probabilmente compensate dall'aumento della domanda di forza lavoro dovuto al lancio di nuovi prodotti e servizi.

Non si prevedono grandi effetti distributivi a seguito dei provvedimenti. A breve termine possono risultare rilevanti soprattutto le ripercussioni dell'apertura completa del mercato e il previsto incremento della produzione invernale negli impianti di stoccaggio. Una riduzione tendenziale dei prezzi dell'elettricità andrà a vantaggio delle economie domestiche, che vedranno diminuire i propri costi. A livello geografico dovrebbero beneficiarne soprattutto le regioni che attualmente presentano un livello di prezzi elevato.

Gli altri provvedimenti della revisione della LAEl tendenzialmente avranno effetti a medio-lungo termine<sup>79</sup>.

#### 6.6.4 Ripercussioni sui settori

##### *Effetti all'interno del settore elettrico*

Il miglioramento delle condizioni di promozione e i provvedimenti volti al rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento in inverno favoriscono le condizioni d'investimento nel settore dell'energia elettrica. I provvedimenti volti al rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento in inverno riguardano principalmente il settore idroelettrico. I progetti idroelettrici generano un valore aggiunto regionale relativamente elevato che, data l'ubicazione dei bacini di accumulazione nuovi o ampliati, interessa soprattutto le regioni di montagna.

L'apertura completa del mercato elettrico porterà a una maggiore efficienza nel settore elettrico svizzero, favorirà lo sviluppo di nuovi servizi ed eserciterà anche un influsso sui prezzi. Quest'ultimo aspetto si ripercuoterà sulla concorrenza a livello di produzione. Di conseguenza – parallelamente alle opportunità economiche legate in generale all'apertura del mercato – i rischi assumeranno un ruolo più importante. Ciò risulta rilevante se le proprie centrali elettriche non sono in grado di produrre a prezzi in linea con il mercato. Questo effetto è attenuato dal fatto che ai consumatori finali nel servizio universale è offerto un prodotto standard, attraverso il quale possono decidere se vogliono sostenere le energie rinnovabili svizzere. Di questo beneficiano tutti i produttori svizzeri, in particolare degli impianti idroelettrici, poiché le garanzie di origine avranno un valore maggiore.

Un maggiore orientamento ai costi al livello di rete 7 rafforza fondamentalmente la redditività a lungo termine nell'ampliamento della rete. La prevista normativa concernente la flessibilità e l'ampliamento (supplementare) garantito per legge del mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema promuovono la concorrenza e possono favorire l'ingresso di nuovi partecipanti sul mercato. Grazie alla nuova normativa

<sup>79</sup> [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch) > Approvvigionamento > Approvvigionamento elettrico > Legge sull'approvvigionamento elettrico > Revisione LAEl; cfr. Infrass (2017), Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG) (disponibile soltanto in tedesco).

sulla flessibilità si prevede a lungo termine un notevole potenziale d'innovazione, soprattutto se con l'introduzione degli *smart meter* verranno meglio integrati nel mercato anche i piccoli consumatori finali con le loro abitudini di consumo.

Anche nel settore delle misurazioni potranno accedere al mercato nuovi concorrenti, che avranno opportunità di successo se proporranno offerte più convenienti. Poiché il mercato della misurazione è solo parzialmente aperto, i costi che derivano dall'apertura del mercato riguardano solo i gestori di rete, soprattutto perché già ora sono assegnati incarichi a terzi.

### *Effetti su altri settori*

Gli altri settori verranno influenzati in particolare dall'apertura completa del mercato. Per quanto riguarda l'acquisto di energia elettrica, tutti i consumatori finali commerciali e industriali avranno le stesse opportunità dei loro concorrenti europei. Gli effetti dinamici sull'innovazione prodotti dall'apertura del mercato elettrico e a lungo termine anche la regolazione della flessibilità possono generare effetti di *spillover* (effetti di traboccamento) sull'economia in generale. Il supplemento di 0,2 ct./kWh sui costi della rete di trasporto finalizzato a raggiungere l'obiettivo di aumento della produzione invernale di elettricità comporterà costi aggiuntivi soprattutto per i settori ad elevato consumo energetico. Questi ultimi beneficeranno direttamente del rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento in inverno; tuttavia saranno interessate dalle ripercussioni finanziarie in particolare le imprese con un consumo particolarmente elevato di energia (p. es. quelle operanti nel settore del riciclaggio dei rottami metallici).

Una modifica dell'etichetta energetica di veicoli, impianti e apparecchi prodotti in serie non comporta per gli operatori del settore costi aggiuntivi rispetto alla situazione attuale. Costi supplementari legati ad altri provvedimenti per il settore potrebbero insorgere a seguito della revisione dell'ordinanza concernente le esigenze per l'efficienza energetica di impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie (OEEne).

## **6.7 Ripercussioni sulla società e sull'ambiente**

È probabile che in futuro i sistemi di riscaldamento a gasolio e a gas saranno via via sostituiti dai sistemi con pompe di calore. Anche nel settore della mobilità i motori a combustione stanno cedendo il passo a motori elettrici sempre più efficienti. L'elettrificazione nel settore dei trasporti e degli edifici riduce le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute al consumo di energia. Il potenziamento della produzione di energia elettrica a partire dalle energie rinnovabili non comporterà ulteriori emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione dell'elettricità necessaria. La revisione sostiene la decarbonizzazione e di conseguenza contribuisce in modo determinante al raggiungimento degli obiettivi di politica climatica della Svizzera. Tuttavia il necessario potenziamento della produzione dei grandi impianti idroelettrici e degli impianti eolici si ripercuote sulla natura e sull'ambiente e può incidere sul paesaggio.

Un'apertura completa del mercato crea un ambiente più dinamico nell'economia energetica svizzera, generando quindi nuove opportunità e anche sfide per gli occupati del settore che possono approfittare in particolare di un maggiore dinamismo legato a

nuove idee di mercato. Le innovazioni apportate dall'apertura del mercato elettrico favoriscono una migliore integrazione nella società delle energie rinnovabili.

Per quanto riguarda i provvedimenti con effetti sulla rete è da notare che un ampliamento intelligente delle reti elettriche, sostenuto in maniera indiretta, grava meno sul territorio e sull'ambiente se si abbandona in parte l'approccio convenzionale. Fondamentalmente i potenziali d'innovazione sono da considerare positivamente, in quanto possono contribuire a un approvvigionamento energetico moderno rispettoso delle risorse.

## **7 Aspetti giuridici**

### **7.1 Costituzionalità**

#### **7.1.1 Basi legali**

Le modifiche previste della LAEl si basano essenzialmente sull'articolo 91 capoverso 1 Cost., che assegna alla Confederazione la competenza globale di legiferare in materia di trasporto e di erogazione di energia elettrica e comprende in particolare anche la regolazione del mercato<sup>80</sup>. Le modifiche previste della LEné poggiano innanzitutto sull'articolo concernente la politica energetica (art. 89 Cost.); ulteriori basi sono date dagli articoli concernenti la protezione dell'ambiente e le acque (art. 74 e 76 Cost.)<sup>81</sup>.

#### **7.1.2 Compatibilità con i diritti fondamentali**

Il progetto garantisce i diritti fondamentali costituzionali, in particolare la garanzia della proprietà (art. 26 Cost.) e la libertà economica (art. 27 Cost.). Esso non contiene prescrizioni contrarie alla concorrenza, come nel caso ad esempio di provvedimenti di politica economica o settoriale. Le modifiche previste della LAEl, ad esempio l'apertura completa del mercato, i diritti di scelta nel settore delle misurazioni sanciti dalla legge e la regolazione dell'utilizzo della flessibilità al servizio della rete, favoriscono piuttosto libertà nelle relazioni commerciali tra i diversi operatori. La riserva di energia non incide sui meccanismi di mercato. I suoi partecipanti vengono selezionati attraverso gare pubbliche. Anche le modifiche della LEné non incidono sulla concorrenza. In particolare la produzione di energia da parte delle unità amministrative della Confederazione non crea distorsioni dei prezzi di mercato (art. 18a LEné).

<sup>80</sup> René Schaffhauser in: Ehrenzeller et al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung, 2014 (disponibile soltanto in tedesco), n. marg. 3 relativa all'art. 91 Cost. Riguardo allo scopo dell'art. 91 Cost. cfr. Messaggio concernente la revisione della Costituzione federale del 20 novembre 1996, FF **1997** I 1, in particolare 269 e 270; cfr. anche perizia dell'Ufficio federale di giustizia del 23 ottobre 1996 concernente le competenze costituzionali della Confederazione nel settore dell'elettricità (con ulteriori riferimenti bibliografici).

<sup>81</sup> Cfr. in merito le relative spiegazioni nel messaggio del 4 settembre 2013 concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050, FF **2013** 6489, in particolare 6671–6773.

Riguardo alla garanzia della proprietà e anche alla libertà economica è rilevante il fatto che in base all'articolo 18a LAEl in casi eccezionali si possano sospendere i diritti di voto degli azionisti di Swissgrid non a maggioranza svizzera. In proposito le condizioni per un intervento sono rispettate (art. 36 Cost.). Il meccanismo previsto è necessario a garantire l'auspicato controllo nazionale della società (art. 18 cpv. 3 LAEl). Inoltre l'intervento risulta di minore impatto rispetto a possibili altre alternative.

È altresì garantita l'uguaglianza giuridica. Le distinzioni previste sono obiettivamente giustificate, in particolare l'organizzazione dell'apertura del mercato. Il fatto che in futuro il servizio universale sarà offerto solamente ai piccoli consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh è giustificato dall'elevato fabbisogno di protezione, soprattutto delle economie domestiche ed è conforme del resto alle norme dell'UE.

## 7.2 **Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera**

Nel diritto commerciale internazionale l'energia elettrica è considerata un comune bene commerciale. I principi dell'accordo del 15 aprile 1994<sup>82</sup> che istituisce l'Organizzazione mondiale del commercio e dell'Accordo generale del 30 ottobre 1947<sup>83</sup> sulle tariffe doganali e sul commercio si applicano pertanto anche al commercio di energia elettrica. I compiti con carattere di servizio sono assoggettati all'Accordo generale sugli scambi di servizi<sup>84</sup>. La gestione degli aiuti statali si basa invece sull'Accordo sulle sovvenzioni e sulle misure compensative<sup>85</sup> (SCM); l'introduzione di prescrizioni tecniche e di standard sottostà alle disposizioni dell'Accordo sugli ostacoli tecnici agli scambi<sup>86</sup> (TBT). Nei confronti dell'UE e degli Stati AELS trovano inoltre applicazione l'Accordo del 22 luglio 1972<sup>87</sup> tra la Confederazione Svizzera e la Comunità economica europea e la Convenzione istitutiva del 4 gennaio 1960<sup>88</sup> dell'Associazione europea di libero scambio (AELS).

Il presente progetto tiene conto di questi obblighi internazionali. In linea in modo particolare con il diritto commerciale internazionale è l'apertura completa del mercato elettrico. Con il servizio universale che sarà fornito dai gestori della rete di distribuzione locali, il cui prodotto standard è costituito da energia esclusivamente rinnovabile e indigena (art. 6 cpv. 2), l'intervento nel mercato si riduce al minimo. I contributi d'investimento previsti dalla LEn per gli impianti fotovoltaici, idroelettrici, a biomassa, eolici e geotermici nonché il finanziamento della riserva di energia per le situazioni di approvvigionamento critiche (art. 8a LAEl) e il sostegno all'incremento della produzione invernale di elettricità negli impianti idroelettrici (art. 9<sup>bis</sup> LAEl)

82 RS 0.632.20

83 RS 0.632.21

84 RS 0.632.20, allegato 1B.

85 RS 0.632.20, allegato 1A.13.

86 RS 0.632.20, allegato 1A.6.

87 RS 0.632.401

88 RS 0.632.31

sono considerati sovvenzioni a sensi dell'SCM. Questi strumenti non producono tuttavia effetti negativi sul commercio internazionale, tanto più che sono accessibili anche agli investitori stranieri. La disposizione secondo cui il prodotto elettrico standard nel servizio universale è costituito esclusivamente da energia rinnovabile indigena (art. 6 cpv. 2 LAEl) potrebbe essere considerata dai partner commerciali della Svizzera una violazione della clausola del trattamento nazionale (art. III:4 o art. III:5 GATT). In realtà il prodotto elettrico standard è funzionale alla sicurezza di approvvigionamento e alla promozione delle energie rinnovabili – entrambi sono obiettivi considerati anche nel quadro del diritto commerciale internazionale.

### **7.3 Forma dell'atto**

Il progetto contiene disposizioni importanti contenenti norme di diritto le quali, conformemente all'articolo 164 capoverso 1 Cost., devono essere emanate sotto forma di legge federale. La revisione della LAEl e della LEn segue quindi la procedura legislativa normale.

### **7.4 Subordinazione al freno alle spese**

Ai sensi dell'articolo 159 capoverso 3 lettera b Cost., le disposizioni in materia di sussidi nonché i crediti d'impegno e le dotazioni finanziarie implicanti nuove spese uniche di oltre 20 milioni di franchi o nuove spese ricorrenti di oltre 2 milioni di franchi richiedono il consenso della maggioranza dei membri di ciascuna Camera federale. Nella revisione della LEn si tratta delle misure contemplate negli articoli 26 capoverso 2, 27a e 27b (nuove disposizioni in materia di sussidi), 25–27, 32 capoverso 2, 33 e 36 capoverso 1 lettera a numero 2 e lettera b (disposizioni ampliate in materia di sussidi) e 38 capoverso 1 lettera b (disposizioni prolungate in materia di sussidi). Le misure sottostanno pertanto al freno alle spese di cui all'articolo 159 capoverso 3 lettera b Cost.

### **7.5 Conformità alla legge sui sussidi**

Ai sensi dell'articolo 5 LSu il Consiglio federale deve verificare periodicamente gli aiuti finanziari e le indennità concesse dalla Confederazione. Nel suo rapporto 2008 concernente i sussidi<sup>89</sup> il nostro Consiglio ha stabilito il principio secondo cui i sussidi, la cui base legale deve essere creata o riveduta durante il periodo del riesame, vengono riesaminati sistematicamente nell'ambito del pertinente messaggio. Ciò viene fatto con il presente messaggio. È stato verificato se gli aiuti finanziari e le indennità sono giustificati da un interesse federale sufficiente, se raggiungono il rispettivo scopo in modo economico ed efficace e se vengono erogati in modo uniforme e giusto. Occorre inoltre verificare se gli aiuti finanziari e le indennità sono concepiti

<sup>89</sup> FF 2008 5409

tenendo conto delle esigenze della politica finanziaria e se corrispondono a una giu-  
diziosa ripartizione dei compiti e degli oneri tra Confederazione e Cantoni.

Per quanto riguarda la LAEl, in questo contesto vanno sottolineati i provvedimenti  
volti al rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento, che devono poter essere  
finanziati attraverso un supplemento massimo di 0,2 ct./kWh sui costi della rete di  
trasporto. Per il resto non sono previsti aiuti finanziari o indennità ai sensi della LSu.  
Diverso è il discorso per le modifiche della LEne che prevedono sovvenzioni sotto  
forma di contributi d'investimento per i nuovi impianti fotovoltaici (rimunerazione  
unica) e per gli impianti idroelettrici, a biomassa, eolici e geotermici. Va infine citata  
la protezione dei diritti acquisiti che è garantita in via provvisoria ai gestori degli im-  
pianti fotovoltaici (art. 75b LEne) nel quadro delle modifiche relative all'obbligo di  
ritiro e di remunerazione.

### *Importanza degli aiuti finanziari per il raggiungimento degli obiettivi perseguiti*

Nel suo messaggio del 4 settembre 2013<sup>90</sup> concernente il primo pacchetto di misure  
della Strategia energetica 2050 il nostro Consiglio si è posto alcuni obiettivi per il  
potenziamento della produzione di elettricità da energie rinnovabili da raggiungere  
entro il 2020 e il 2035, nonché altri da raggiungere entro il 2050. I valori indicativi a  
breve termine fissati per il 2020 potranno presumibilmente essere raggiunti. Per quelli  
a più lungo termine fissati per il 2035 è invece necessario potenziare ulteriormente gli  
impianti per la produzione di elettricità da energie rinnovabili.

A causa dei prezzi ancora bassi dell'energia elettrica e degli ostacoli associati alla  
costruzione di nuovi impianti per la produzione energetica, gli incentivi finanziari ri-  
mangono indispensabili.

Per questo motivo la maggior parte dei contributi d'investimento validi finora sarà  
prorogata. I nuovi contributi d'investimento previsti sostituiscono completamente, per  
tutte le tecnologie, l'attuale modello della remunerazione per l'immissione di elettrici-  
tà. I gestori degli impianti ricevono meno sussidi rispetto al suddetto modello e de-  
vono sostenere, a seconda della tecnologia, almeno il 40 per cento dei costi d'investi-  
mento.

### *Gestione materiale e finanziaria dei sussidi e procedura per la concessione dei contributi*

Per la concessione dei contributi è prevista una procedura snella. I richiedenti ricevono  
un determinato contributo per i propri costi d'investimento. D'ora in avanti continue-  
ranno ad essere verificati solo i costi d'investimento, mentre non verrà più effettuato  
il calcolo dettagliato dei costi non ammortizzabili. Nel determinare le tariffe il nostro  
Consiglio verificherà che non vengano concesse sovrarimunerazioni. L'effetto dei  
sussidi viene valutato regolarmente sulla base dell'articolo 55 LEne.

<sup>90</sup> FF 2013 6489, in particolare 6522 segg.

### *Limite temporale degli aiuti finanziari*

Le risorse destinate ogni anno agli impianti geotermici (contributi d'investimento e garanzie), ai grandi impianti idroelettrici e a quelli fotovoltaici (contributi d'investimento) sono limitate (cfr. art. 36 cpv. 1 lett. a n. 2 e lett. b e cpv. 3 LEnE). Il nostro Consiglio può contingentare, se necessario, le risorse per le altre tecnologie (cfr. art. 36 cpv. 3 secondo periodo LEnE). La promozione, inoltre, è limitata al 2035.

## **7.6 Delega di competenze legislative**

Le autorizzazioni a legiferare introdotte nella legge con la presente revisione si limitano a un oggetto ben preciso e sono sufficientemente precise quanto a contenuto, scopo e portata.

Le deleghe previste dalla LAEl riguardano in particolare i dettagli della riserva di energia (art. 8a cpv. 6), i processi di cambio (art. 13a), le differenze di copertura dei costi di rete (art. 15 cpv. 3<sup>bis</sup>), le misurazioni (art. 17a cpv. 5, art. 17a<sup>bis</sup> cpv. 4 e art. 17a<sup>ter</sup> cpv. 2), le flessibilità (art. 17b<sup>bis</sup> cpv. 4), lo scambio di dati e il registro dati (art. 17b<sup>quater</sup> cpv. 4, art. 17b<sup>quinquies</sup> cpv. 3 e art. 17b<sup>sexies</sup> cpv. 4), i diritti di prelazione in caso di alienazione di azioni di Swissgrid (art. 18 cpv. 4<sup>bis</sup>) e i progetti pilota (art. 23a). Le deleghe evitano di appesantire il testo di legge con disposizioni dall'elevato grado di concretizzazione. Inoltre si tratta in larga misura di contenuti per i quali potrebbero essere necessarie modifiche tempestive al fine di adeguarsi alle mutate condizioni o agli sviluppi tecnologici.

Per quanto riguarda l'oggetto normativo della LEnE va ricordato che il nostro Consiglio mantiene la competenza di emanare le disposizioni esecutive relative ai contributi d'investimento (art. 29 LEnE). A ciò si aggiunge ora una disposizione esplicita secondo cui il Consiglio federale può prevedere diverse categorie all'interno di tutte le tecnologie e può obbligare i promotori dei progetti a fornire alla Confederazione dati e informazioni di interesse pubblico (p. es. misurazioni del vento e geodati dei progetti geotermici). Inoltre vengono leggermente ampliate le competenze del nostro Consiglio in materia di impianti, veicoli e apparecchi.

## **7.7 Protezione dei dati**

Conformemente all'articolo 19 LPD per la comunicazione di dati personali da parte di organi federali generalmente è richiesta una norma esplicita contenuta in una legge in senso formale. Il termine «comunicazione» comprende innanzitutto lo scambio tra gli Uffici e la trasmissione di dati a privati. Nell'ambito del presente progetto ciò è rilevante per la collaborazione tra l'UFE e la ElCom. Queste due autorità trattano già dati nell'adempimento dei loro compiti; d'ora in poi potranno anche trasmetterseli a vicenda per determinati scopi (art. 27 cpv. 1<sup>bis</sup> LAEl). In questo ambito sono inoltre rilevanti le norme concernenti il rilevamento e la trasmissione dei dati relativi ai bacini di accumulazione e la regolazione Sunshine (art. 8b e 22a LAEl). Quest'ultima impone la pubblicazione dei risultati dei confronti effettuati.

L'articolo 17b<sup>ter</sup> LAEI obbliga i gestori di rete e gli altri operatori attivi nel settore delle misurazioni a mettersi reciprocamente a disposizione tutti i dati necessari a garantire un approvvigionamento elettrico regolare. Nonostante non si tratti di dati degni di particolare protezione (art. 3 lett. c LPD), data la sua fondamentale importanza in un mercato elettrico completamente liberalizzato questa disposizione dell'OAEI è trasferita nella legge. Inoltre è previsto che lo scambio di dati di base e di misurazione avvenga attraverso un registro dati (art. 17b<sup>quater</sup> cpv. 1–4, art. 17b<sup>quinquies</sup> e art. 17b<sup>sexies</sup> LAEI). La base legale necessaria per il trattamento dei dati che ne consegue è data dal nuovo articolo 17c capoverso 2 LAEI. L'articolo 17c capoverso 3 LAEI prevede inoltre la possibilità per il Consiglio federale di stabilire requisiti specifici in materia di protezione e sicurezza dei dati per i sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione nonché per il registro dati.

Ai sensi del nuovo articolo 29 capoverso 3 lettera k LEne il Consiglio federale può prevedere che il destinatario di un contributo d'investimento secondo il capitolo 5 LEne fornisca alla Confederazione dati e informazioni di interesse pubblico. Ad esempio, dati di misurazione del vento messi a disposizione in forma aggregata come geoinformazioni secondo la LGI e geodati nell'ambito dei progetti di geotermia. Per i restanti aspetti legati alla protezione dei dati rilevanti per la legge sull'energia si rimanda al messaggio del 4 settembre 2013<sup>91</sup> concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050.

<sup>91</sup> FF 2013 6489, in particolare 6681.

## Abbreviazioni

|            |                                                                                                         |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AAE        | Azienda di approvvigionamento energetico                                                                |
| AELS       | Associazione europea di libero scambio                                                                  |
| AEP        | Approvvigionamento economico del Paese                                                                  |
| Boll. Uff. | Bollettino ufficiale                                                                                    |
| CAPTE-N    | Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale   |
| CAPTE-S    | Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio degli Stati |
| CEP        | Clean Energy Package                                                                                    |
| CNA        | (Maggiori) costi non ammortizzabili                                                                     |
| CO         | Codice delle obbligazioni (RS 220)                                                                      |
| Cost.      | Costituzione federale (RS 101)                                                                          |
| DTF        | Decisione del Tribunale federale                                                                        |
| ElCom      | Commissione federale dell'energia elettrica                                                             |
| FF         | Foglio federale                                                                                         |
| GATT       | Accordo generale del 30 ottobre 1947 su le tariffe doganali e il commercio (RS 0.632.21)                |
| GO         | Garanzia di origine                                                                                     |
| GRT        | Gestore della rete di trasporto                                                                         |
| GU         | Gazzetta ufficiale                                                                                      |
| GWh        | Gigawattora                                                                                             |
| Hz         | Hertz                                                                                                   |
| IDA        | impianto di depurazione delle acque                                                                     |
| IIRU       | Impianto di incenerimento dei rifiuti                                                                   |
| kVA        | Chilovoltampere                                                                                         |
| kWh        | Chilowattora                                                                                            |
| LAEl       | Legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.7)                                    |
| LAP        | Legge federale del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento economico del Paese (RS 531)                  |
| LEne       | Legge federale del 30 settembre 2016 sull'energia (RS 730.0)                                            |
| LGI        | Legge federale del 5 ottobre 2007 sulla geoinformazione (RS 510.62)                                     |
| LOTC       | Legge federale del 6 ottobre 1995 sugli ostacoli tecnici al commercio (RS 946.51)                       |

---

|       |                                                                                               |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| LPD   | Legge federale del 19 giugno 1992 sulla protezione dei dati (RS 235.1)                        |
| LSu   | Legge del 5 ottobre 1990 sui sussidi (RS 616.1)                                               |
| LTras | Legge federale del 17 dicembre 2004 sulla trasparenza (RS 152.3)                              |
| MWh   | Megawattora                                                                                   |
| NOVA  | Ottimizzazione della rete prima del suo potenziamento e del suo ampliamento                   |
| OAEI  | Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.71)                     |
| OEn   | Ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (RS 730.01)                                       |
| OIBT  | Ordinanza del 7 novembre 2001 concernente gli impianti elettrici a bassa tensione (RS 734.27) |
| PMI   | Piccole e medie imprese                                                                       |
| RCP   | Raggruppamento ai fini del consumo proprio                                                    |
| RI    | Rimunerazione unica                                                                           |
| RIC   | Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica             |
| SCM   | Accordo sulle sovvenzioni e sulle misure compensative                                         |
| SIA   | Società svizzera degli ingegneri e degli architetti                                           |
| TWh   | Terawattora                                                                                   |
| UFAE  | Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese                                 |
| UFE   | Ufficio federale dell'energia                                                                 |
| WACC  | Weighted Average Cost of Capital                                                              |