



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (apertura completa del mercato elettrico, riserva di stoc- caggio e modernizzazione della regolazione della rete)

Rapporto esplicativo per la procedura di consultazione

Ottobre 2018

Compendio

Lo sviluppo dei mercati elettrici europei, l'apertura completa del mercato svizzero dell'energia elettrica, già decisa dal Parlamento ma non ancora attuata, nonché le lacune nella regolazione, soprattutto nel settore delle reti, rendono necessari adeguamenti della legge sull'approvvigionamento elettrico.

Premessa

Lo sviluppo dei mercati elettrici europei produce forti ripercussioni sui modelli commerciali svizzeri nel settore dell'elettricità e quindi potenzialmente anche sulla sicurezza dell'approvvigionamento del Paese. Inoltre nei prossimi anni si assisterà a un notevole ampliamento delle reti – in particolare delle reti di distribuzione. Affinché questo ampliamento possa essere attuato nel modo più efficiente possibile sotto il profilo dei costi, sono necessari adeguamenti nella regolazione della rete, la quale esige inoltre interventi migliorativi anche per diversi altri aspetti. Alla luce di tutto ciò il Consiglio federale ha esaminato il quadro giuridico della legge sull'approvvigionamento elettrico. Inoltre la seconda fase di apertura del mercato prevista dalla legge è ancora ampiamente in sospeso.

Contenuto dell'avamprogetto

L'avamprogetto mira a liberalizzare completamente il mercato svizzero dell'energia elettrica. Così facendo si correggono le distorsioni prodotte dall'apertura parziale, che hanno provocato considerevoli disparità sia tra i consumatori finali sia tra i produttori. L'apertura completa del mercato promuove la Strategia energetica 2050, poiché incentiva le innovazioni nella produzione e rende possibili nuovi modelli commerciali. Nel quadro dell'integrazione sul mercato europeo dell'energia elettrica un mercato elettrico completamente liberalizzato costituisce, a medio termine, un passo indispensabile in materia di economia dell'approvvigionamento. Continuerà a essere garantito un servizio universale che tuteli adeguatamente i piccoli consumatori finali da possibili abusi tariffari. I fornitori del servizio universale dovranno offrire un prodotto standard costituito da energia elettrica prodotta nelle centrali svizzere con una quota minima di energie rinnovabili. Il Consiglio federale adempie in tal modo il mandato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della legge sull'energia, in base al quale entro il 2019 deve sottoporre al Parlamento un modello conforme al mercato per la promozione delle grandi centrali idroelettriche.

Per quanto concerne la sicurezza dell'approvvigionamento, a integrazione dell'attuale approvvigionamento basato sul mercato, il Consiglio federale chiede l'introduzione di una riserva di stoccaggio. Nonostante alcune analisi sulla sicurezza del sistema lascino presumere che la sicurezza dell'approvvigionamento sarà garantita almeno fino al 2035, per eventuali situazioni impreviste andrebbe creata una riserva di energia come garanzia supplementare (intesa come un'assicurazione economicamente appropriata). Il meccanismo centrale del mercato elettrico svizzero rimane pertanto il cosiddetto mercato «Energy Only» in cui, attraverso la remunerazione dell'energia prodotta (e non della capacità) si coordinano sia gli investimenti a lungo

termine nelle centrali elettriche sia la compensazione a breve termine tra domanda e offerta.

Nel settore delle reti i gestori di rete devono ottenere maggiori possibilità di fissare tariffe basate sulla potenza, le quali sono più conformi al principio di causalità. In questo modo vengono considerati anche gli obiettivi della Strategia energetica 2050: applicando una quota di lavoro minima solitamente del 50 per cento viene mantenuta la redditività di fondo delle soluzioni basate sul consumo proprio. Per creare maggiore trasparenza nelle reti di distribuzione, è necessario garantire per legge una diffusa pubblicazione di raffigurazioni comparative da parte della Commissione federale dell'energia elettrica. Inoltre viene disciplinata per legge l'utilizzazione della flessibilità da parte di consumatori finali, gestori di impianti di stoccaggio e produttori. Tali soggetti, per principio, dovranno poter offrire liberamente la loro flessibilità. I gestori di rete dovranno tenere conto della flessibilità nel quadro dell'ampliamento della rete per evitare che risulti eccessivo e quindi troppo dispendioso; a tal fine ottengono limitati diritti d'accesso alla produzione e al consumo di energia elettrica. Nel settore della metrologia viene disciplinata per legge la libertà di scelta: i grandi consumatori finali e i gestori di grandi impianti di produzione di energia elettrica possono scegliere liberamente il fornitore dei servizi di misurazione e il gestore delle stazioni di misurazione. Peraltro i gestori di rete continuano a essere responsabili per la misurazione di conteggio (esercizio delle stazioni di misurazione e servizi di misurazione).

Infine sono previsti altri provvedimenti (prevalentemente relativi alla rete) di minore entità.

Indice

Compendio	2
1 Linee generali dell'avamprogetto	6
1.1 Situazione iniziale	6
1.1.1 Principali norme della legge sull'approvvigionamento elettrico e sviluppo della regolazione	6
1.1.2 Sicurezza dell'approvvigionamento	6
1.1.2.1 Prospettiva di sistema	7
1.1.2.2 Prospettiva di rete	8
1.1.3 Valutazione della sicurezza dell'approvvigionamento	9
1.1.4 Evoluzione della concorrenza	10
1.1.4.1 Strutture della proprietà	10
1.1.4.2 Sviluppi dell'energia di regolazione	10
1.1.4.3 Acquisto di energia elettrica e sviluppo del mercato all'ingrosso	11
1.1.4.4 Excursus sulla situazione economica delle AAE e sul settore idroelettrico in Svizzera	13
1.1.4.5 Cambio di contratto nel libero mercato	18
1.1.4.6 Confronto dei prezzi a livello internazionale	19
1.1.5 Temi relativi alla rete	21
1.1.5.1 Investimenti nella rete	21
1.1.5.2 Corrispettivi per l'utilizzazione della rete	22
1.1.5.3 Il ruolo delle flessibilità	23
1.1.5.4 Metrologia	24
1.1.6 Valutazione dell'andamento del mercato e situazione della concorrenza in regime di apertura parziale del mercato	24
1.1.7 Accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE	25
1.2 Obiettivi della revisione	25
1.3 Nuova normativa proposta	27
1.3.1 Apertura completa del mercato	27
1.3.2 Riserva di stoccaggio	30
1.3.3 Tariffe per l'utilizzazione della rete maggiormente improntate al principio di causalità	32
1.3.4 Regolazione Sunshine	34
1.3.5 Flessibilità	34
1.3.6 Miglioramenti delle prestazioni di servizio relative al sistema	36
1.3.7 Eliminazione delle attuali disparità a livello nazionale	37
1.3.8 Libertà di scelta nel settore della metrologia	37
1.3.9 Provvedimenti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete	38
1.3.10 Garanzia della maggioranza svizzera di Swissgrid	38
1.3.11 ElCom	40
1.3.12 Scambio di dati e processi informativi	40

1.3.13	Trasmissione dei dati	41
1.3.14	La sicurezza dei dati nella smart grid	42
1.3.15	Lo scambio d'acqua con le imprese ferroviarie	42
1.4	Motivazione e valutazione della soluzione proposta	43
1.5	Compatibilità tra i compiti e le finanze	46
1.6	Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo	46
1.7	Attuazione e valutazione	50
1.8	Interventi parlamentari	51
2	Commento ai singoli articoli	52
3	Ripercussioni	85
3.1	Ripercussioni finanziarie e sul personale per la Confederazione	85
3.2	Ripercussioni sui Cantoni e sui Comuni	85
3.3	Ripercussioni sull'economia nazionale	85
3.3.1	Stime circa i provvedimenti più significativi sotto il profilo eco nomico	86
3.3.2	Ripercussioni sull'occupazione ed effetti distributivi	90
3.3.3	Ripercussioni sui settori	91
3.4	Ripercussioni sulla società e sull'ambiente	93
4	Rapporto con il programma di legislatura e con le strategie nazionali del Consiglio federale	93
4.1	Rapporto con il programma di legislatura	93
4.2	Rapporto con le strategie nazionali del Consiglio federale	94
5	Aspetti giuridici	95
5.1	Costituzionalità	95
5.1.1	Basi legali	95
5.1.2	Compatibilità con i diritti fondamentali	95
5.1.3	Rapporto con il diritto cantonale	97
5.2	Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera	97
5.3	Forma dell'atto	98
5.4	Subordinazione al freno alle spese	98
5.5	Conformità alla legge sui sussidi	98
5.6	Delega di competenze legislative	98
5.7	Protezione dei dati	99

Rapporto esplicativo

1 Linee generali dell'avamprogetto

1.1 Situazione iniziale

1.1.1 Principali norme della legge sull'approvvigionamento elettrico e sviluppo della regolazione

La legge del 23 marzo 2007¹ sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) pone i requisiti per un approvvigionamento elettrico sicuro e per un mercato dell'elettricità orientato alla libera concorrenza e riguarda l'approvvigionamento generale del Paese con le reti a corrente alternata a 50 Hz, nel rispetto del principio di sussidiarietà e di cooperazione. La legge disciplina il grado di apertura del mercato elettrico e le condizioni del servizio universale, definisce i compiti dei gestori di rete, i provvedimenti in caso di rischio per l'approvvigionamento nonché le regole concrete di utilizzo della rete. Inoltre la LAEI stabilisce i compiti della società nazionale di rete (Swissgrid) nonché la struttura organizzativa e i compiti del regolatore, la Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom).

La LAEI ha subito modifiche rilevanti in relazione alla nuova legge del 30 settembre 2016² sull'energia (LEne) e alla legge federale del 15 dicembre 2017³ sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche). Le modifiche conseguenti alla nuova LEne riguardano l'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti e l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti. La Strategia Reti elettriche migliora le condizioni quadro legali per lo sviluppo della rete (cfr. in merito n. 1.1.3).

I principali sviluppi nell'ambito della regolazione in regime di applicazione della LAEI e dell'ordinanza del 14 marzo 2008⁴ sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), vengono illustrati periodicamente dalla EiCom nei propri rapporti d'attività⁵ e nel rapporto sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera⁶. Di seguito sono descritti i principali sviluppi nel quadro della sicurezza dell'approvvigionamento e dell'evoluzione della concorrenza in regime di applicazione della LAEI. Con questa esposizione l'Ufficio federale dell'energia (UFE) adempie l'obbligo di allestire un rapporto periodico secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEI.

1.1.2 Sicurezza dell'approvvigionamento

È possibile fare affermazioni inconfutabili sulla sicurezza dell'approvvigionamento raggiungibile solo considerando il *sistema globale* dell'approvvigionamento – inclusi

1 RS 734.7.

2 RS 730.0.

3 FF 2017 6763.

4 RS 734.71.

5 www.elcom.admin.ch > Documentazione > Rapporti d'attività

6 www.elcom.admin.ch > Documentazione > Rapporti e studi

la rete e lo scambio con l'estero – tenendo conto di svariati scenari di interruzione dell'approvvigionamento e applicando metodi adeguati basati su scenari definiti a livello politico (e considerando altresì eventuali condizioni meteorologiche estreme).

1.1.2.1 Prospettiva di sistema

Il parco di centrali svizzere è caratterizzato da una percentuale elevata di impianti destinati alla copertura dei carichi di punta; la potenza installata (ca. 20 GW) supera ampiamente il carico massimo (ca. 11 GW). In riferimento alla disponibilità di energia va osservato che gran parte della potenza installata proviene da centrali idroelettriche. La potenza è utilizzabile solamente se è disponibile la necessaria energia primaria. Nei mesi estivi si registra un'esportazione netta di energia elettrica mentre nei mesi invernali un'importazione netta. Inoltre la Svizzera dispone di sufficienti capacità di rete nella zona di confine che nei prossimi anni verranno ulteriormente potenziate. Tuttavia l'approvvigionamento può risultare critico a causa di congestioni all'interno del Paese, come è accaduto ad esempio nell'inverno 2015/2016. Pur fornendo alcune indicazioni, l'analisi di questi singoli aspetti non consente di fare affermazioni inconfutabili circa il livello di sicurezza dell'approvvigionamento svizzero. È necessaria invece una valutazione dell'intero sistema, comprendente rete, produzione, domanda e condizioni quadro del mercato europeo dell'energia elettrica.

L'UFE ha commissionato uno studio sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera con un approccio sistemico (la cosiddetta analisi della «System Adequacy»).⁷ In questo contesto è stata analizzata una vasta gamma di possibili sviluppi di mercato e di situazioni estreme (26 diversi scenari riguardanti il parco di centrali elettriche e la domanda nonché, in parte, fino a 180 scenari meteorologici comprendenti anche condizioni estreme). Al fine di valutare la sicurezza dell'approvvigionamento sono stati utilizzati indici per l'analisi della capacità di produzione disponibile nel sistema, la frequenza delle perdite di carico e la corrispondente energia non fornita. L'analisi contemporanea di questi indici consente di fare affermazioni quantitative (numero di ore e quantità di energia) e affermazioni sulle cause di eventuali perdite di carico (riserve di produzione disponibili).

Dai risultati dello studio emerge che la sicurezza dell'approvvigionamento non è da considerarsi critica se la Svizzera è integrata nel mercato europeo dell'energia elettrica. In Svizzera fino al 2035 non si verificheranno problemi significativi nella sicurezza dell'approvvigionamento; fino al 2025 compreso non si verificherà alcuna perdita di carico, fino al 2030 praticamente nessuna e fino al 2035 si avranno moderate perdite di carico fino ad un massimo di una settimana. Le perdite di carico di questa entità non rappresentano ancora un problema, in quanto possono essere affrontate da Swissgrid attraverso misure operative. Lo sfruttamento massimo della capacità nel sistema svizzero è raggiunto in inverno. Tuttavia, anche nei mesi invernali sono disponibili capacità di produzione inutilizzate dopo che il carico è stato coperto. Inoltre nei modelli analizzati sono stati simulati diversi scenari estremi. Ad esempio sono

⁷ Forschungsstelle Energienetze ETHZ / Forschungsstelle Nachhaltige Energie und Wasserversorgung Universität Basel (2017), Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Zurigo / Basilea (disponibile solo in tedesco).

state considerate importanti messe fuori servizio nei Paesi confinanti e in Svizzera nonché combinazioni fra queste. Anche in presenza di questi scenari solo in pochissimi casi si verificano perdite di carico significative. Gli eventi di lieve entità continuano a essere riconducibili principalmente alla rete e possono essere affrontati attraverso misure adeguate, non raffigurate nel modello (misure operative di Swissgrid).

Questa stima è avvalorata da un rapporto dei gestori della rete di trasporto del Pentilateral Energy Forum⁸ che analizza la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a medio termine (ossia per il 2023/2024) nell'Europa centro-occidentale (Germania, Francia, Belgio, Olanda, Lussemburgo, Austria e Svizzera). Nel periodo considerato, anche a fronte di scenari particolarmente complessi, non emergono problemi di approvvigionamento degni di nota, in particolare in Svizzera e Austria.

Anche uno studio attuale della ElCom sulla sicurezza dell'approvvigionamento fino al 2025 conferma, nel quadro di uno scenario probabile, l'assenza di problemi nella sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera.⁹ Questo studio ipotizza inoltre un ridotto grado di integrazione nel mercato (valori NTC¹⁰ ridotti, ossia ridotte capacità della rete di trasporto). Si prospetterebbero dei rischi solamente se in due scenari estremi tutte le centrali nucleari svizzere e la centrale idroelettrica di Grande Dixence smettessero di funzionare, venisse forzato l'abbandono del carbone in Germania e Italia senza l'adozione di contromisure e la produzione di energia elettrica nelle centrali nucleari francesi venisse notevolmente ridotta. La ElCom giudica il verificarsi di questi scenari come altamente improbabile.

1.1.2.2 Prospettiva di rete

Qualità della distribuzione di energia

La ElCom considera ottima la disponibilità dell'approvvigionamento nel settore della rete di distribuzione, anche nel confronto internazionale. La durata media delle interruzioni per ogni consumatore finale (SAIDI¹¹) è di 19–34 minuti all'anno. Nel 2017 è stata di 21 minuti (di cui 10 minuti non programmati), un valore nettamente inferiore a quello degli Stati confinanti.¹²

⁸ Pentilateral Energy Forum Support Group 2 (2018), Generation Adequacy Assessment.

⁹ ElCom (2018), System Adequacy 2025, Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 (disponibile solo in tedesco).

¹⁰ Net transfer capacity

¹¹ System Average Interruption Duration Index (grandezza di osservazione riconosciuta a livello internazionale per misurare l'affidabilità dell'approvvigionamento elettrico in un Paese).

¹² ElCom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, pag. 20 (disponibile solo in tedesco).

Gestione del sistema

Per quanto concerne la gestione del sistema, negli ultimi anni i parametri hanno evidenziato un andamento stabile o leggermente positivo. Tuttavia, con l'aumento delle capacità di produzione decentrali si prevede un inasprimento dei requisiti posti all'esercizio del sistema. Inoltre la ElCom considera la mancata inclusione della Svizzera nell'ampliamento dell'accoppiamento dei mercati basato sul flusso nell'UE un fattore di stress per la gestione del sistema che provoca inoltre un aumento dei provvedimenti per l'eliminazione delle congestioni (misure di ridispacciamento)¹³.

Più critica invece la situazione a livello di sviluppo della rete. Nella rete di trasporto, si verificano soprattutto d'inverno, in alcuni punti delle congestioni. Nel rapporto «Rete strategica 2025» Swissgrid mette in luce i necessari progetti di rete, rilevanti per l'attuazione della Strategia energetica 2050. Sulla scorta delle esperienze maturate nell'inverno 2015/2016, Swissgrid ha provveduto a ristabilire le priorità a determinati progetti di ampliamento.¹⁴

1.1.3 Valutazione della sicurezza dell'approvvigionamento

Con la nuova LEn il Parlamento ha già adottato provvedimenti per il rafforzamento della produzione di elettricità in Svizzera. Ad esempio i gestori di grandi centrali elettriche con una potenza superiore a 10 MW hanno diritto a un premio di mercato massimo di 1 ct./kWh nel caso in cui debbano vendere sul mercato l'elettricità prodotta in questi impianti a prezzi inferiori ai costi di produzione. Questo strumento di promozione con una dotazione annuale di 110 milioni di franchi ha una durata limitata a cinque anni. Inoltre, per favorire il raggiungimento degli obiettivi di potenziamento della Strategia energetica 2050, il Parlamento ha deciso l'erogazione di contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici, per un ammontare medio annuo di ca. 65 milioni di franchi fino alla fine del 2030. Infine la remunerazione per l'immissione di elettricità orientata ai costi andrà ad esaurirsi; in futuro le energie rinnovabili dovranno essere orientate al mercato, dando in tal modo un maggiore contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento. Nel quadro della Strategia Reti elettriche è stato inoltre aggiunto nella LAEl un nuovo articolo 6 capoverso 5^{bis} secondo cui, fino alla scadenza del premio di mercato, i gestori delle reti di distribuzione possono computare nelle tariffe del servizio universale tutti i costi di produzione dell'elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili in Svizzera, dedotte eventuali misure di sostegno (non ancora in vigore). Nel quadro di questa disposizione essi non sono tenuti a traslare i vantaggi tariffari derivanti dal loro libero accesso alla rete (art. 6 cpv. 5 LAEl). Questo provvedimento viene adottato per reagire alla diminuzione dei prezzi all'ingrosso, che hanno toccato il minimo storico nel 2016.

Lo sviluppo delle capacità delle centrali elettriche svizzere e delle relative implicazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento del Paese sarà oggetto di uno studio previsionale sulla sicurezza dell'approvvigionamento (studio sulla «System Adequacy»), commissionato ogni due anni dal Dipartimento dell'ambiente, dei trasporti,

¹³ ElCom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, pag. 9. e pag. 14 segg.

¹⁴ ElCom (2017), Rapporto d'attività 2016, pag. 8 e Rapporto d'attività 2015, pag. 17 segg.

dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) e dall'UFE nonché dalla ElCom. L'analisi dell'UFE si concentra principalmente sul lungo termine, influenzabile da misure politiche. In tale analisi confluiscono in particolare anche le informazioni che l'UFE acquisisce grazie alla collaborazione con ministeri e altre organizzazioni europee. L'analisi della ElCom invece è basata sulle condizioni quadro di politica energetica attuali e prevedibili nell'immediato (ad es. l'attuale parco di centrali elettriche). qualora da tali analisi emergesse un'evoluzione negativa della sicurezza dell'approvvigionamento elvetica, conoscendo il problema concreto si potranno adottare tempestivamente provvedimenti adeguati. Infine, nel quadro della Strategia energetica 2050 è stato implementato un monitoraggio volto a evidenziare l'andamento delle capacità di produzione tenuto conto dei valori di riferimento della Strategia energetica.

1.1.4 Evoluzione della concorrenza

1.1.4.1 Strutture della proprietà

Dal punto di vista strutturale negli ultimi anni il settore dell'energia elettrica non ha registrato grandi cambiamenti. Gli operatori stranieri giocano un ruolo secondario; inoltre il settore è ancora perlopiù di proprietà di enti pubblici (Cantoni, Comuni, alcuni distretti), la cui quota di capitale azionario è aumentata.¹⁵ Dopo la disgiunzione l'azionariato di Swissgrid è cambiato sullo sfondo di condizioni quadro legali relativamente ristrette: le quote di un'azienda di approvvigionamento energetico (AAE) quotata in borsa sono state rilevate da un'altra AAE già detentrica di una partecipazione e si sono poi aggiunti altri azionisti a controllo pubblico.

Con complessivamente 632 aziende, il numero di gestori delle reti di distribuzione rispetto al numero di abitanti è ancora relativamente alto. Tuttavia la maggior parte di questi non svolge direttamente tutte le attività operative, bensì si avvale di fornitori di servizi specializzati e collabora con altre aziende.

1.1.4.2 Sviluppi dell'energia di regolazione

I prezzi delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) di Swissgrid sono fortemente influenzati dai prezzi delle gare d'appalto per le singole tipologie di energia di regolazione e, a causa del processo d'acquisto (gare d'appalto), risultano arretrati di un anno. Attraverso la riserva primaria (RP), che viene prelevata automaticamente e in base alla frequenza, si compensano le variazioni del carico a breve termine. La riserva secondaria (RS) viene messa a disposizione entro cinque minuti in caso di oscillazioni nella rete, subentrando alla riserva primaria (RP). La riserva terziaria è la capacità di riserva che in caso d'emergenza compensa una sottoproduzione o una sovrapproduzione (RT positiva o RT negativa) sul mercato svizzero dell'energia elet-

¹⁵ BET (2018), Markt- und Wettbewerbsanalyse (aggiornamento, disponibile solo in tedesco).

trica e che serve a immettere o stoccare energia elettrica supplementare oppure a ridurne o aumentarne il consumo al fine di mantenere la normale frequenza nella rete elettrica.

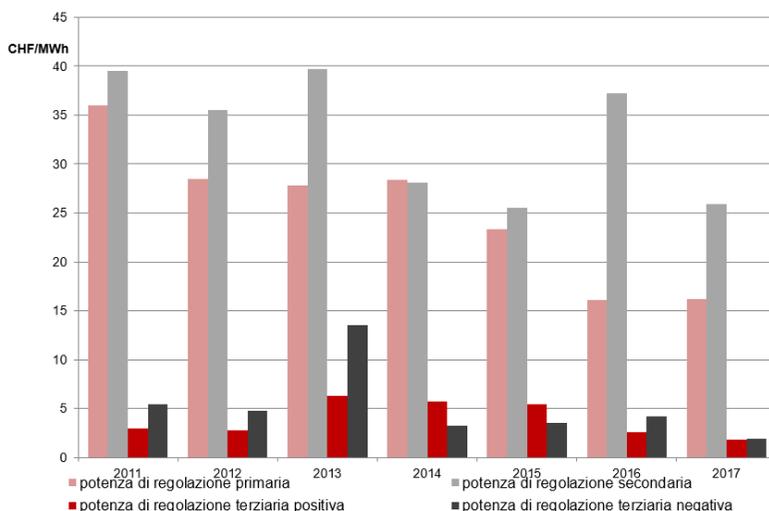


Figura 1: andamento dei prezzi delle prestazioni di servizio relative al sistema dal 2011, fonte: BET (2018).

Dal 2011 i prezzi della regolazione primaria sono diminuiti da oltre 35 fr./MWh a poco più di 15 fr./MWh e quelli della regolazione secondaria da meno di 40 fr./MWh a poco più di 25 fr./MWh, il che riflette una crescente liquidità del mercato. Nello stesso periodo sono diminuiti anche i prezzi per la regolazione terziaria. Nel 2013 è stato registrato un incremento temporaneo del prezzo, in particolare per la regolazione terziaria. Il livello dei prezzi per la regolazione terziaria, pur essendo caratterizzato da un'elevata volatilità, è tuttavia nettamente inferiore.

1.1.4.3 Acquisto di energia elettrica e sviluppo del mercato all'ingrosso

Dal 2013 il mercato all'ingrosso svizzero ha registrato un ulteriore sviluppo.¹⁶ A livello di AAE il mercato dell'energia elettrica, con i relativi strumenti, si è nel frattempo affermato. Tuttavia solamente un numero limitato di AAE è in grado di sfruttare tutte le funzioni sul mercato dell'energia elettrica: quelle piccole e medie (aziende

¹⁶ In merito agli sviluppi antecedenti il 2013 cfr. BET (2013), Markt- und Wettbewerbsanalyse.

regionali, aziende municipalizzate ecc.) accedono indirettamente al mercato attraverso fornitori di servizi, commercianti, contratti bilaterali ecc. In questo scenario i prefornitori storici continuano a giocare un ruolo chiave nell'acquisto.

Un'analisi della ElCom presenta un quadro delle tipologie di acquisto nel 2013 e 2018. Nel caso delle grandi AAE è aumentato l'acquisto strutturato, ossia l'acquisto di quantità parziali in diversi momenti (anche da più fornitori). Complessivamente tuttavia prevale ancora un approvvigionamento completo, ossia la fornitura di tutti i quantitativi di energia necessari sulla base di un contratto stipulato con un fornitore.

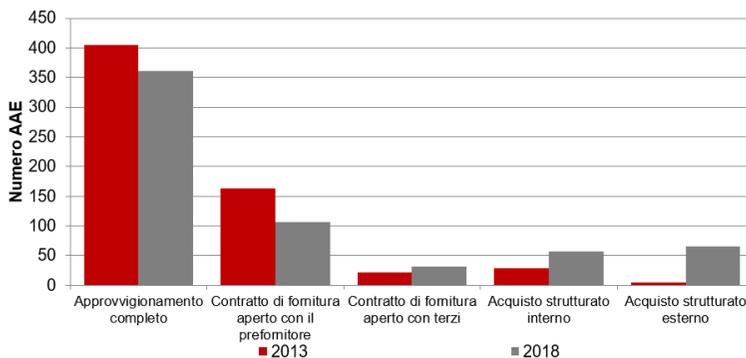


Figura 2: principali varianti di acquisto dei gestori delle reti di distribuzione, fonte: BET (2018).

Nel commercio dell'energia elettrica è aumentata la trasparenza nella formazione dei prezzi grazie all'affermazione del mercato svizzero day ahead (mercato spot), sempre più utilizzato dagli operatori di mercato. Sul mercato day ahead si effettuano le contrattazioni dell'energia elettrica per il giorno successivo, normalmente attraverso il mercato spot dell'European Power Exchange (EPEX) oppure attraverso contratti negoziati fuori borsa nell'OTC (commercio «Over the Counter»). Esso comprende il 43 per cento del consumo finale svizzero.

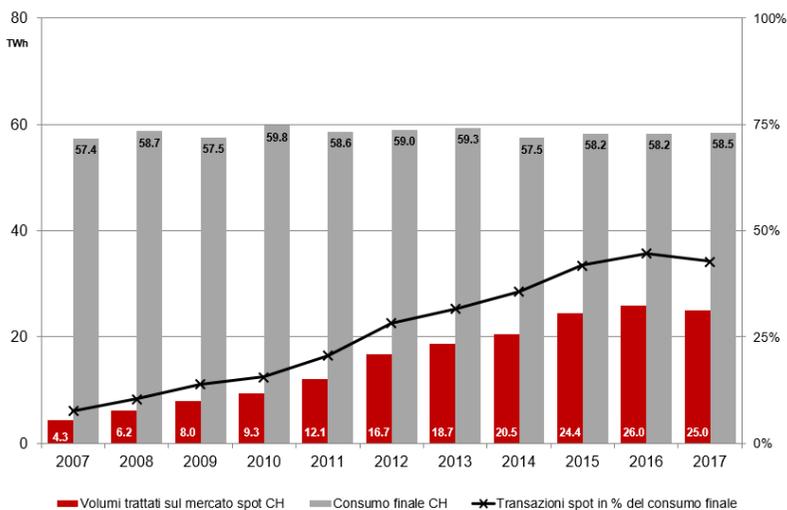


Figura 3: andamento del mercato spot svizzero, fonte: BET (2018).

Oltre al mercato spot esiste un mercato svizzero a termine, la cui liquidità tuttavia è ridotta. Estremamente ridotta risulta essere anche la liquidità del mercato svizzero in-traday. I prezzi all'ingrosso continuano a essere fortemente collegati a quelli dei Paesi confinanti e si avvicinano al prezzo tedesco, a cui si aggiunge un supplemento per penuria al confine, e d'inverno ai prezzi italiani.

1.1.4.4 Excursus sulla situazione economica delle AAE e sul settore idroelettrico in Svizzera

Gli sviluppi dei mercati dell'energia elettrica nell'Unione europea hanno forti ripercussioni sui modelli commerciali del settore elettrico svizzero. Il parco europeo di centrali elettriche è in fase di trasformazione e anche la domanda è soggetta a cambiamenti. Dal 2011 al 2016 i prezzi dell'energia elettrica sono diminuiti in tutta Europa, a causa da un lato dei prezzi bassi dei combustibili fossili e del CO₂ e dall'altro delle sovracapacità combinate con la crescente offerta di energie rinnovabili a costi variabili molto bassi. I prezzi dell'energia elettrica in Svizzera sono fortemente legati ai prezzi all'ingrosso sui mercati elettrici dei Paesi confinanti. Dopo il picco nel 2008, dal 2014 al 2016 i prezzi si sono più che dimezzati. Solamente il corso del franco rispetto all'euro, passato da 1.60 a 1.10, è responsabile per il 30 per cento della diminuzione dei prezzi.

Vista questa situazione, il settore elettrico e il Parlamento hanno più volte chiesto l'adozione di misure di sostegno, sulle quali il Consiglio federale si è espresso ripetutamente.

tamente in modo contrario. Al fine di strutturare le discussioni politiche circa la redditività della produzione svizzera e con l'obiettivo di creare maggiore trasparenza sulla situazione economica delle AAE svizzere, l'UFE ha svolto o commissionato diverse analisi. Ad esempio la società di consulenza Ernst & Young ha esaminato i rapporti di gestione, accessibili pubblicamente, di 30 AAE per il periodo 2007–2016¹⁷. Nel caso delle aziende con un'elevata produzione propria, ma senza accesso al servizio universale, le analisi evidenziano uno sviluppo negativo del fatturato aggregato e dell'EBITDA¹⁸. Per la maggior parte delle restanti aziende questi indici hanno registrato un andamento tendenzialmente positivo. Dal 2007 al 2016 l'utile netto aggregato delle AAE più piccole è addirittura aumentato. Le quote di capitale proprio evidenziano una base solida per tutte le aziende.

Un sondaggio svolto dall'UFE tra i gestori di centrali idroelettriche nell'autunno 2017 su mandato della Commissione dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia del Consiglio nazionale (CAPTE-N)¹⁹ e uno studio del Politecnico federale di Zurigo²⁰ presentano risultati analoghi circa la struttura dei costi del settore idroelettrico svizzero. Tutte le centrali elettriche prese in esame hanno costi variabili coperti. Tuttavia si registrano forti oscillazioni dei costi. Inoltre il confronto tra i prezzi di mercato medi e i costi di produzione non include ancora i possibili ricavi supplementari sul mercato intraday.

Secondo le valutazioni della ElCom, la quantità di energia prodotta in proprio attualmente venduta nel servizio universale ai costi di produzione (incl. il rendimento del capitale proprio), ammonta a 10 TWh (pari a un terzo della quantità venduta nel servizio universale). Ciò dovrebbe corrispondere almeno alla quantità di energia che le centrali idroelettriche svizzere sono in grado di vendere ai costi di produzione. Alcune centrali idroelettriche presentano costi di produzione compatibili con il mercato. Negli anni scorsi i ricavi sul mercato all'ingrosso per conseguire un rendimento del capitale proprio in linea con il mercato sono stati invece limitati. Tuttavia negli ultimi anni il settore idroelettrico non ha registrato perdite nel suo complesso, come confermato anche da un rapporto della ElCom destinato alla CAPTE-N.²¹

Un'analisi della redditività deve considerare il fatto che, grazie al premio di mercato, fino alla fine del 2022 verranno versati alle grandi centrali idroelettriche 110 milioni di franchi all'anno. A questi si aggiungono i contributi d'investimento per le centrali idroelettriche per un ammontare annuo di ca. 65 milioni di franchi. Inoltre per le forniture nel proprio servizio universale le centrali idroelettriche ottengono la totalità dei costi di produzione. La quota di fornitura ammonta all'incirca alla metà della produzione totale e potrebbe tendenzialmente aumentare con l'introduzione delle nuove

¹⁷ Ernst & Young (2017), *Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf* (disponibile solo in tedesco).

¹⁸ Utile prima degli interessi, imposte e ammortamenti.

¹⁹ UFE (2018), *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft - Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag der UREK-N* (disponibile solo in tedesco e francese).

²⁰ Politecnico federale di Zurigo (2018), *Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft, aggiornamento 2017* (commissionato dall'UFE, disponibile solo in tedesco).

²¹ ElCom (2017), 16.035 – CAPTE-N Trasformazione e ampliamento delle reti elettriche, disegno 2.

norme nel quadro della Strategia Reti elettriche (fino alla scadenza del premio di mercato tutti i costi di produzione delle energie rinnovabili indigene sono computabili nelle tariffe del servizio universale, dedotte eventuali misure di sostegno). Inoltre i gestori della rete di distribuzione acquistano la propria energia elettrica mediamente a prezzi superiori ai prezzi all'ingrosso, in quanto per buona parte stipulano contratti di approvvigionamento completo, il che genera ulteriori contributi di copertura per i produttori e gli offerenti dell'approvvigionamento completo.

Questa panoramica dimostra come il settore idroelettrico svizzero, pur trovandosi in una situazione economica critica, sia ancora in grado di conseguire degli utili (ridotti). Tra l'altro, dopo il crollo storico nel 2016, il prezzo all'ingrosso (in franchi svizzeri) si è notevolmente ripreso (aumento del 38 per cento nella media annuale da settembre 2017 ad agosto 2018 rispetto al 2016).

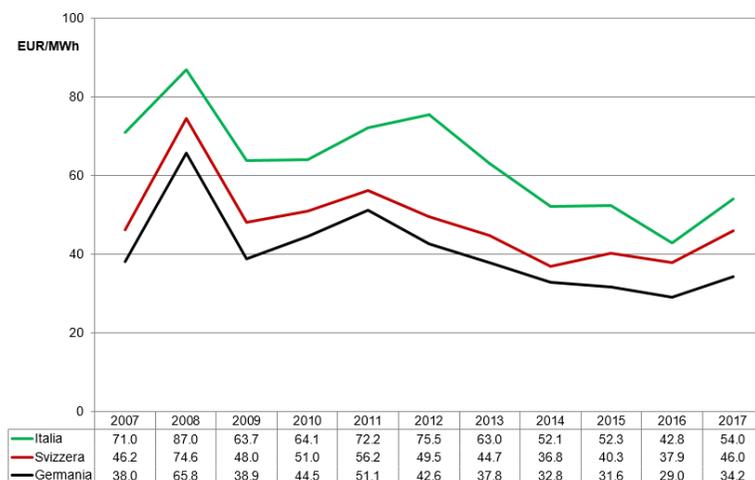


Figura 4: livello dei prezzi all'ingrosso in Svizzera, Germania e Italia (2007–2017), fonte BET (2018).

In passato l'entità degli investimenti nelle centrali idroelettriche era costantemente soggetta a oscillazioni e fortemente correlata ai prezzi di mercato e ai cicli di vita del parco di centrali elettriche (primo investimento, rinnovamento, ampliamento). Tra il 2008 e il 2012, vale a dire quando i prezzi dell'energia elettrica erano elevati, le aziende hanno effettuato considerevoli investimenti di rinnovamento. Da allora gli investimenti sono diminuiti e attualmente sono nuovamente al livello degli anni precedenti al 2008–2012. Sinora il rischio di messe fuori servizio durevoli di centrali idroelettriche a causa degli scarsi investimenti nel rinnovamento non si è accentuato. L'attuale prudenza nella realizzazione di nuovi progetti di costruzione è una scelta razionale dal punto di vista economico, date le sovracapacità delle centrali sul mercato europeo.

Evoluzione del canone per i diritti d'acqua

Con ca. 1,5 ct./kWh il canone annuo per i diritti d'acqua costituisce una componente fissa rilevante dei costi di produzione che influisce sulla redditività delle centrali elettriche (il canone annuo rappresenta mediamente il 20 per cento dei costi di produzione). L'attuale sistema del canone fisso non flessibile a fronte di prezzi all'ingrosso in evoluzione non è un modello adeguato a lungo termine, poiché non crea un equilibrio tra le esigenze finanziarie degli enti pubblici titolari del diritto di disposizione e quelle dei gestori delle centrali idroelettriche. Nella scelta di una soluzione futura sarà determinante che il canone annuo non freni eccessivamente le dinamiche del mercato e non ostacoli gli investimenti. È inoltre importante che non abbia ripercussioni negative sugli incentivi per la riduzione dei costi e l'aumento della produzione, e nel contempo rimunerì correttamente l'utilizzazione della risorsa acqua.²²

La regolazione del mercato elettrico (in particolare un'apertura completa del mercato) pone importanti condizioni quadro per tutti i produttori in Svizzera, anche per quanto riguarda la forza idrica. Per consentire un'analisi globale, con il messaggio del 23 maggio 2018²³ concernente la modifica della legge sulle forze idriche, il Consiglio federale ha chiesto al Parlamento di mantenere per altri cinque anni il canone annuo massimo a quota 110 fr./kWh₁ in vigore fino alla fine del 2019. Il 20 settembre 2018 il Consiglio degli Stati ha seguito il Consiglio federale su questo punto. Per il periodo successivo al 1° gennaio 2025 il Consiglio federale sottoporrà al Parlamento un avamprogetto per l'introduzione di un canone annuo flessibile costituito da una parte fissa e da una flessibile. Questo canone annuo flessibile tuttavia verrà introdotto solamente dopo l'entrata in vigore della presente modifica della LAEI.

Tariffe per i consumatori finali nel servizio universale

L'andamento dei prezzi nel servizio universale può essere descritto attraverso i prezzi per i seguenti clienti rappresentativi: «nuclei familiari» (profilo H4) e «piccole aziende del settore commerciale» (profilo C2). Il profilo H4 descrive un nucleo familiare con un consumo di 4500 kWh/anno (appartamento di cinque locali con cucina elettrica e asciugabiancheria, senza boiler elettrico), il profilo C2 un'azienda con un consumo di 30 000 kWh/anno (piccola azienda del settore commerciale, potenza massima richiesta: 15 kW).

La seguente figura illustra le tariffe medie nella categoria di consumo H4 nel periodo 2011–2019: è stato registrato un lieve aumento da 20,23 ct./kWh a 20,57 ct./kWh. Nel periodo in esame sono diminuiti in particolare i prezzi dell'energia, da 8,91 a 7,43 ct./kWh. Contemporaneamente è stato introdotto un aumento del supplemento rete (soprattutto per la promozione delle energie rinnovabili) da 0,43 ct./kWh a 2,3 ct./kWh. L'attuale livello dei prezzi corrisponde ampiamente a quello del 2015, 2016 e 2018.

²² Cfr. n. 1.5 «Evoluzione a lungo termine del canone annuo» nel messaggio del 23 maggio 2018 concernente la modifica della legge sulle forze idriche (FF 2018 2877, qui 2889).

²³ FF 2018 2877.

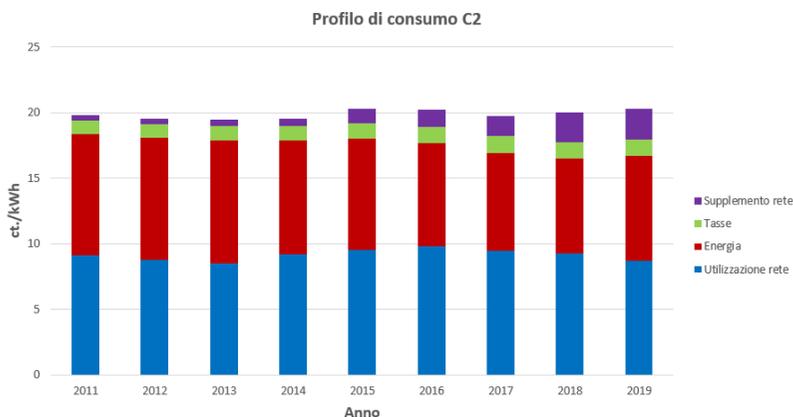


Figura 5: andamento dei prezzi per la categoria di clienti finali «nuclei familiari» H4 (in ct./kWh), fonte: EICom.

Le tariffe medie nel profilo C2 variano tra 19,45 ct./kWh e 20,28 ct./kWh. Analizzando l'andamento delle tariffe si osserva che nel 2019 con 20,26 ct./kWh le tariffe dell'energia elettrica corrispondono a quelle del 2015 e del 2016. L'andamento nei singoli segmenti di costo è comparabile al profilo dei nuclei familiari.

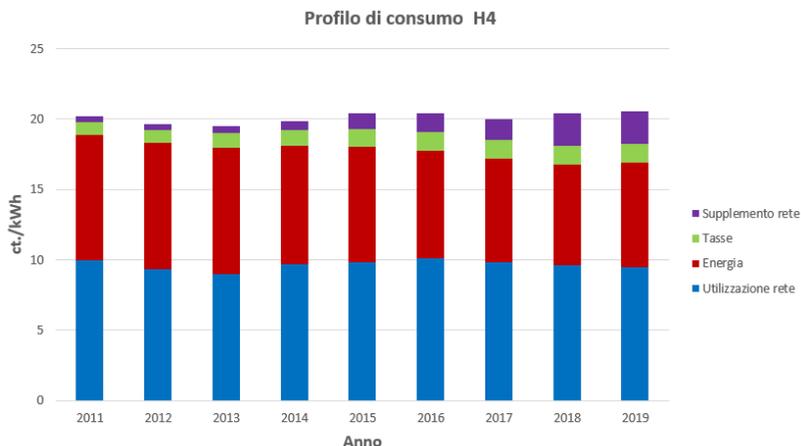


Figura 6: andamento dei prezzi per la categoria di clienti finali «piccole aziende del settore commerciale» C2 (in ct./kWh), fonte: EICom.

Le tariffe di rete sono quindi lievemente aumentate in entrambe le categorie. Esse vengono fortemente influenzate, oltre che dal mantenimento e dall'ampliamento della rete, anche dal cosiddetto WACC (Weighted Average Cost of Capital, tasso d'interesse calcolatorio per il capitale immobilizzato nella rete elettrica) che assicura una remunerazione adeguata del capitale investito nelle reti di distribuzione e nella rete di trasporto. Al fine di garantire una remunerazione il più possibile equa, i parametri di calcolo del WACC sono stati modificati due volte dal 2011; attualmente il DATEC sta verificando se e in che modo debbano essere modificati per i prossimi anni.

Le figure presentate mostrano i prezzi medi svizzeri; tuttavia all'interno del Paese le tariffe del servizio universale mostrano una notevole dispersione. Ciò è significativo poiché i consumatori finali con un consumo annuo fino a 100 MWh sono vincolati. La seguente figura presenta a titolo illustrativo lo sviluppo della dispersione della quota dell'energia (riferita al profilo H4), ossia la parte della tariffa per i consumatori finali interessata da un'apertura completa del mercato.

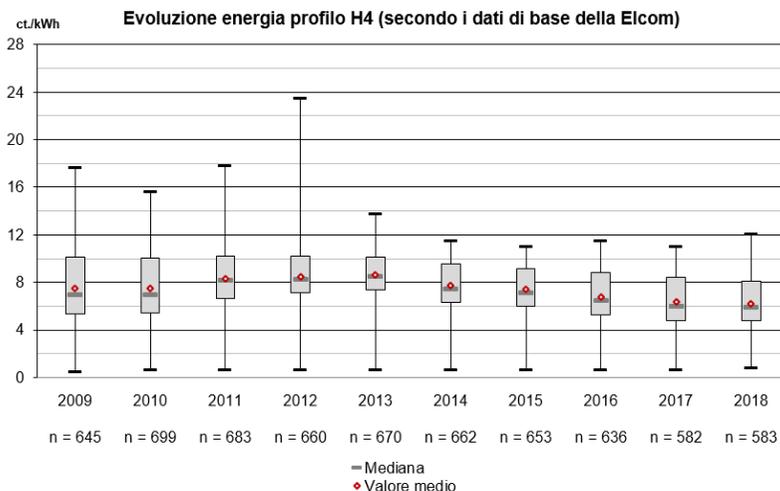


Figura 7: tariffe pubblicate dell'energia nel servizio universale H4 (in ct./kWh), fonte: BET (2018).

1.1.4.5 Cambio di contratto nel libero mercato

In Svizzera la possibilità di accesso alla rete per i consumatori finali con un consumo annuo superiore a 100 MWh inizialmente è stata poco sfruttata, in quanto i prezzi nel servizio universale erano più convenienti. Tuttavia con il crollo dei prezzi all'ingrosso si è assistito a un maggior ricorso al libero mercato. I consumatori finali usciti dal servizio universale si esprimono a favore di un acquisto durevole sul libero mercato.

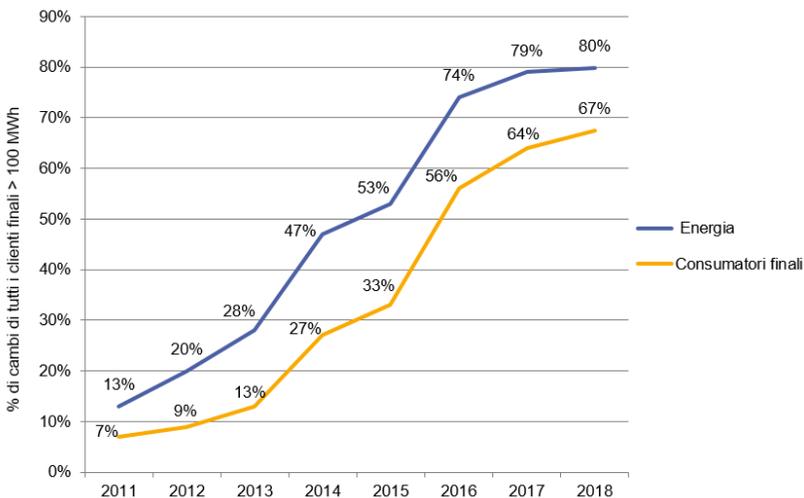


Figura 8: passaggio al libero mercato (consumatori finali > 100 MWh), fonte: EICom.

Un maggiore ricorso al mercato è iniziato negli anni 2013/2014 e aumenta costantemente. Nel 2018 i consumatori finali con diritto di opzione acquistano ca. l'80 per cento dell'energia sul libero mercato; i consumatori finali liberi ammontano al 67 per cento. Continua quindi ad accentuarsi la tendenza a un ampio ricorso al mercato (anche se con minore slancio). La percentuale raffigurata comprende tutti i *cambi di contratto* verso il libero mercato, sia mantenendo lo stesso fornitore che cambiando fornitore.

1.1.4.6 Confronto dei prezzi a livello internazionale

Effettuando un confronto internazionale delle singole componenti di prezzo delle tariffe dell'energia elettrica si constata quanto segue:²⁴

in Svizzera i prezzi dell'energia per i nuclei familiari rientrano nella media di alcuni Stati (Germania, Austria, Italia, Francia, Olanda, Norvegia) e sono più bassi di quelli degli Stati confinanti Germania e Italia. I prezzi dell'energia in Germania e Francia sono comparabili. Tra i clienti commerciali e industriali la situazione è più svantaggiosa rispetto a quella dei Paesi confinanti; nel servizio universale i prezzi svizzeri sono inferiori solo ai prezzi italiani, i quali sono nettamente superiori. Sulla base dei

²⁴ Cfr. BET (2018).

prezzi di mercato la Svizzera raggiunge prezzi leggermente superiori a quelli tedeschi e francesi. Essendo anche influenzati dal mercato all'ingrosso, i prezzi si collocano tra quelli tedeschi e italiani. Inoltre in Svizzera le tariffe di rete sono elevate, attestandosi al di sopra di quelle di tutti gli altri Paesi a confronto, anche di quelli con una topografia simile come ad esempio Norvegia e Austria. I tributi svizzeri, invece, sono bassi.

Se si confrontano le tariffe nel servizio universale con le tariffe sul libero mercato estero emerge che in Svizzera i prezzi lordi (IVA esclusa) per il profilo H4 sono più convenienti rispetto ai prezzi dei Paesi confinanti Germania, Austria, Italia e Francia.

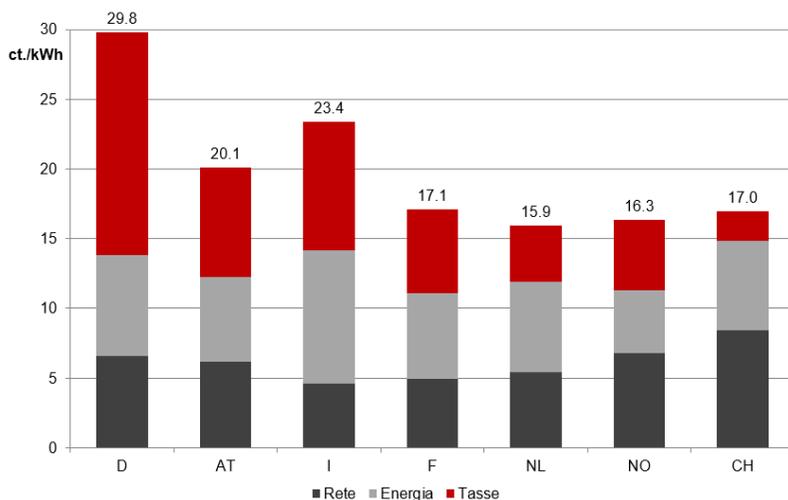


Figura 9: confronto dei prezzi dell'energia elettrica a livello internazionale, profilo H4, Eurostat Band DC, tasso di cambio CHF/EUR 1,2 fonte: BET (2018).

Considerando i clienti commerciali con possibilità di scelta, in Svizzera il servizio universale è nettamente più costoso che in Austria e Francia, ma più conveniente rispetto a Italia e Germania. Tenendo conto dei prezzi di mercato, la Svizzera è più competitiva nella categoria dei clienti commerciali con libero accesso al mercato.

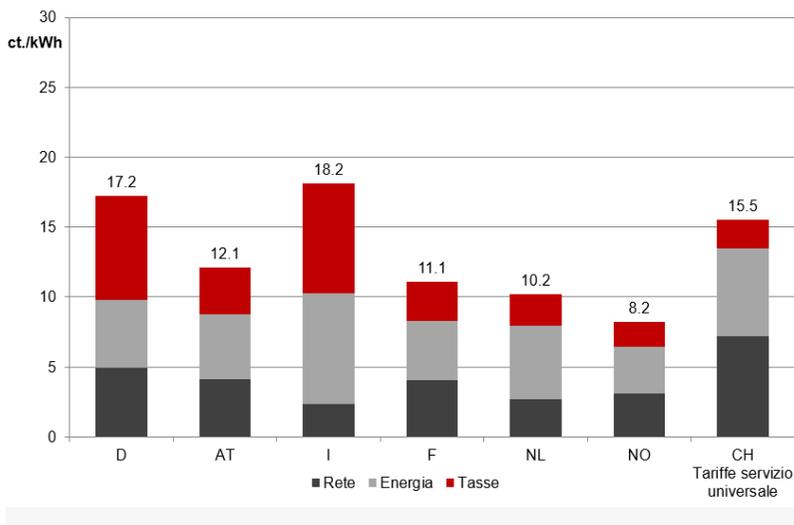


Figura 10: confronto dei prezzi dell’energia elettrica a livello internazionale, media ponderata dei profili da C2 a C4 e Eurostat IB, tasso di cambio CHF/EUR 1.2, fonte: BET (2018).

Per i clienti industriali (nel servizio universale) la Svizzera è più cara della Francia e si attesta anche molto al di sopra del livello austriaco, ma è nettamente più conveniente di Italia e Germania. Applicando i prezzi di mercato, i prezzi per i clienti industriali si avvicinano a quelli dei due Paesi confinanti più convenienti.

Nei confronti dei prezzi a livello internazionale presentati bisogna tenere conto della loro complessità sotto il profilo metodologico e dei numerosi fattori da cui dipendono (in particolare i tassi di cambio, l’apertura del mercato e la delimitazione dei gruppi di clienti per quanto riguarda l’energia, la topografia, i diversi regimi fiscali ecc.).

1.1.5 Temi relativi alla rete

1.1.5.1 Investimenti nella rete

Nel 2015 e 2016 sono stati investiti nella rete di trasporto di Swissgrid rispettivamente 125 e 149 milioni di franchi, importi inferiori a quanto pianificato. Ciò è da ricondurre in parte a ritardi nelle procedure di autorizzazione e in parte a ottimizzazioni. Gli investimenti nella rete di distribuzione superano ampiamente gli ammortamenti. Secondo la EICOM tra il 2011 e il 2016 i gestori della rete di distribuzione hanno investito circa 1,4 miliardi di franchi all’anno, un importo a cui si contrappongono ammortamenti compresi tra gli 850 e i 920 milioni di franchi all’anno. Il mantenimento della

rete è giudicato sufficiente dalla ElCom. Dal 2011 il *regulatory asset base* (RAB) dei gestori delle reti di distribuzione svizzere è aumentato di 0,5–0,6 miliardi di franchi all'anno.

1.1.5.2 Corrispettivi per l'utilizzazione della rete

Scarsa efficienza dei costi di rete

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 che l'ammontare dei costi di rete è fortemente influenzato da fattori quali topografia e struttura degli insediamenti. Questo punto viene raffigurato nei confronti della regolazione Sunshine tenendo conto della densità abitativa ed energetica. Dalle analisi svolte sinora spicca un'elevata dispersione dei costi dei gestori delle reti di distribuzione, non riconducibile alle diverse dimensioni aziendali, quanto presumibilmente a rilevanti inefficienze. Ad esempio ci sono casi di elevati costi d'esercizio, collegati a elevati costi di capitale, a cui non corrisponde una maggiore qualità. In particolare i costi del capitale possono essere troppo elevati poiché un fattore dei costi determinante per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete è dato dai costi di ingegneria civile al livello di rete 7 (bassa tensione). L'attuale sistema basato sui costi presenta inoltre gravi lacune a livello di incentivi: prevale infatti un chiaro incentivo economico verso ampliamenti tendenzialmente ad alta intensità di capitale, trascurando invece le alternative intelligenti («smart») che incidono sui costi d'esercizio.

Tariffe di rete non sufficientemente improntate al principio di causalità

I costi della rete elettrica sono determinati principalmente dal dimensionamento delle capacità. Determinante per il dimensionamento è il carico massimo contemporaneo, risultante dalla somma dei carichi individuali nella rete, poiché l'ampliamento della rete è in funzione del fabbisogno. I costi di rete dipendono pertanto dal carico massimo e incidono prevalentemente sui costi fissi. Queste strutture dei costi dipendenti prevalentemente dal carico si riflettono solo limitatamente sulle tariffe vigenti che al livello di rete 7 devono presentare una quota di lavoro almeno del 70 per cento. Questo scarso orientamento ai costi è rilevante in particolare anche per l'attuale struttura delle soluzioni per il consumo proprio. Queste beneficiano di prezzi di lavoro elevati a discapito di altri utenti della rete. Altre possibilità di miglioramento delle tariffe di rete risiedono in un più ampio utilizzo dei valori relativi alla potenza, dato che sotto il profilo dei costi è più rilevante il carico massimo individuale e si incentivano i relativi cambiamenti nel comportamento. Attraverso prezzi dinamici basati sulla potenza inoltre è possibile tenere maggiormente conto delle congestioni nella rete e pertanto consentire un ampliamento della rete ottimizzato a lungo termine, il che presuppone una diffusione dello smart metering nonché dei sistemi di controllo e di regolazione. Altre possibilità di miglioramento risiedono nel sistema di rivalsa tra i singoli livelli di rete.

Anche in questo ambito si potrebbe rafforzare il principio di causalità tenendo maggiormente conto degli elementi legati alla potenza e della direzione dei flussi di carico, che si modificano con l'aumento della produzione decentrale.

1.1.5.3 Il ruolo delle flessibilità

La progressiva trasformazione del sistema energetico promossa attraverso la Strategia energetica 2050 si delinea principalmente nelle reti di distribuzione. Al fine di ottimizzare i costi di ampliamento della rete e rendere il sistema più flessibile, è necessario un maggiore sfruttamento delle flessibilità decentrali, grazie alle quali si può in parte ridurre o evitare un ulteriore ampliamento della rete. Dal punto di vista economico la flessibilità si può sfruttare a livello di produzione attraverso la variazione delle potenze di immissione degli impianti di produzione e a livello di consumo attraverso la gestione di processi di consumo industriali, l'impiego di apparecchi di consumo flessibili nelle economie domestiche (ad es. applicazioni di riscaldamento elettrico), i cicli di ricarica delle batterie dei veicoli elettrici o l'impiego di impianti di stoccaggio decentrali. Dal punto di vista dell'economia generale risulta particolarmente interessante una gestione delle immissioni degli impianti di produzione.²⁵ Anche la gestione degli impianti esistenti sul versante dei consumatori, ad esempio attraverso un controllo innovativo degli apparecchi dei clienti, rappresenta un'opzione già oggi realizzabile, ad esempio nel settore delle pompe di calore o dei boiler per la produzione dell'acqua calda.

Le flessibilità si possono utilizzare da diversi punti di vista: utilizzo proprio (ottimizzazione del consumo proprio, riduzione dei costi nella tariffazione dinamica), impiego al servizio del mercato (la fonte della flessibilità viene gestita in modo da bilanciare la produzione e il consumo di energia elettrica nel sistema) e impiego al servizio della rete (la fonte della flessibilità viene sfruttata per evitare congestioni nella rete di distribuzione; in questo caso viene preventivamente integrata nella pianificazione della rete). Un efficiente impiego al servizio della rete dovrebbe consentire a medio-lungo termine una rilevante riduzione dei costi nelle reti di distribuzione. Nell'utilizzazione delle flessibilità occorre tuttavia fare attenzione ai conflitti nell'utilizzo, da considerare nelle successive fasi normative. Inoltre bisogna evitare che si creino incentivi distorti per l'utilizzazione delle flessibilità nell'esercizio della rete contrapposti a misure convenzionali di ampliamento della rete. Allo stesso tempo i costi per l'utilizzo delle flessibilità devono continuare a essere rifinanziabili dai gestori di rete.

²⁵ Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik OFFIS e E-Bridge Consulting GmbH (2014), Verteilernetzstudie (disponibile solo in tedesco).

1.1.5.4 Metrologia

A metà 2017 il Tribunale federale ha stabilito che ai gestori di grandi impianti di produzione di energia elettrica (con potenza allacciata superiore a 30 kVA) compete direttamente la misurazione di conteggio; essi sono pertanto liberi di affidarne l'esecuzione a terzi.²⁶ 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 compete esclusivamente ai gestori di rete.

È un dato di fatto che 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; lo stesso vale per la misurazione operativa che non è separabile dall'esercizio della rete. I prezzi dei servizi forniti dai gestori di rete sono in parte molto elevati. In un confronto dei valori mediani i prezzi della misurazione del profilo di carico sono superiori del 56 per cento rispetto ai costi.²⁷ I grandi consumatori finali e produttori hanno lamentato notevoli problemi di qualità nella gestione dei dati. Attualmente tra i piccoli consumatori finali con accesso al libero mercato e un consumo di poco superiore ai 100 MWh, i costi di misurazione elevati (per i dispositivi di misurazione del profilo di carico) rappresentano un ostacolo per il passaggio al mercato elettrico libero. Inoltre per gli impianti di produzione da fonti rinnovabili che devono effettuare la misurazione del profilo di carico (potenza di immissione pari o superiore a 30 kVA), i costi di misurazione possono rappresentare una voce di bilancio molto rilevante. Sinora la ElCom ha ritenuto che costi superiori a 600 franchi per le misurazioni del profilo di carico costituiscano un criterio che giustifica approfondite analisi dei costi. Questo criterio non rappresenta un limite di prezzo vincolante: occorre decidere di caso in caso se si è in presenza di un abuso.

1.1.6 Valutazione dell'andamento del mercato e situazione della concorrenza in regime di apertura parziale del mercato

Dal punto di vista economico l'apertura parziale del mercato attuata sinora è da valutare come un primo passo positivo. Con l'attuale basso livello dei prezzi all'ingrosso essa ha permesso alla maggior parte dei consumatori finali autorizzati ad accedere al libero mercato di uscire dal servizio universale per usufruire di tariffe più convenienti (e in parte più flessibili e maggiormente rispondenti alle loro esigenze). Ciò è da considerare un successo della LAEL. Tuttavia un'apertura parziale del mercato non consente a tutti gli attori di accedere allo stesso modo al mercato. Essa crea anche forti distorsioni tra i consumatori finali con diritto di opzione e i consumatori finali vincolati nel servizio universale, che si sono ulteriormente accentuate con la Strategia Reti elettriche, poiché in tal modo i costi delle centrali elettriche più costose possono essere attribuiti ai consumatori finali nel servizio universale. La possibilità di computare to-

²⁶ DTF 143 I 395.

²⁷ ElCom (2018), Costi di misurazione in Svizzera, rapporto sull'analisi dei risultati del rilevamento dei costi di misurazione 2017.

talmente i costi di produzione dell'energia rinnovabile indigena nelle tariffe del servizio universale mitiga l'obbligo di traslare i vantaggi di prezzo ai consumatori finali vincolati.

Questa situazione di squilibrio verrebbe ampiamente corretta con un'apertura completa del mercato che crea incentivi fondamentali verso un incremento dell'efficienza nonché condizioni di parità nell'accesso al mercato. Inoltre si aspettano sviluppi innovativi che a loro volta sosterrrebbero l'integrazione delle (nuove) energie rinnovabili e di conseguenza promuoverebbero la sicurezza dell'approvvigionamento. Inoltre, in base alle modifiche della presente revisione della LAEI, si rende necessario uno sviluppo del modello del canone per i diritti d'acqua.

A causa delle elevate tariffe di rete, nel settore delle reti è probabile che permangano rilevanti inefficienze, da contrastare attraverso ulteriori incentivi volti a incrementare una regolazione della rete efficiente. In questo ambito la regolazione Sunshine, in via di sperimentazione, crea maggiore trasparenza e può costituire un incentivo verso una maggiore efficienza, in particolare perché diversamente verrebbe introdotta una regolazione di rete più severa. Nell'ottica di un'integrazione efficiente della crescente produzione decentrale, l'ulteriore sviluppo della regolazione di rete dovrebbe permettere in particolare di sfruttare con un approccio «smart» ed efficiente il potenziale di sviluppo della rete (le cosiddette smart grid). Sono state inoltre rilevate importanti inefficienze anche nel settore della metrologia che per quanto riguarda la misurazione di conteggio può essere organizzato in linea di massima come un libero mercato. I grandi consumatori finali nonché i gestori di grandi impianti di produzione di elettricità e di grandi impianti di stoccaggio ottengono così per legge il diritto di scegliere liberamente il proprio fornitore. Per il resto, nel quadro dei temi relativi alla rete, è stata attuata la disgiunzione della rete dai vecchi proprietari presso Swissgrid. Altre disgiunzioni a livello di reti di distribuzione devono essere inquadrate in un accordo sull'energia elettrica.

1.1.7 Accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE

Parallelamente ai negoziati per un accordo quadro, nel 2018 proseguiranno i negoziati con l'UE per un accordo sull'energia elettrica: è possibile che a livello tecnico entrambi siano stipulati nel prossimo futuro.

1.2 Obiettivi della revisione

L'obiettivo della revisione consiste nell'adeguare il quadro normativo della LAEI alle sfide poste dalla Strategia energetica 2050 e agli sviluppi del mercato elettrico europeo. I principali obiettivi sono la garanzia a lungo termine della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, una maggiore efficienza del mercato nonché il sostegno da parte del mercato alla Strategia energetica 2050. Le modifiche del design del mercato elettrico devono essere compatibili con gli obiettivi climatici svizzeri e con un accordo sull'energia elettrica con l'UE e generare inoltre costi il più possibile contenuti per l'economia nazionale.

Nel quadro di un radicale miglioramento del design del mercato elettrico, il Consiglio federale auspica inoltre la seconda fase di apertura del mercato (apertura completa del mercato), che dovrebbe correggere le distorsioni generate dall'apertura parziale e offrire ai consumatori finali la totale libertà di scelta del fornitore di energia elettrica.

Infine la revisione elimina alcune lacune fondamentali della legge vigente. In particolare servono una più ampia applicazione del principio di causalità nelle tariffe di rete, una maggiore trasparenza e più incentivi volti a incrementare l'efficienza nella regolazione della rete. In tal modo il Consiglio federale intende ottimizzare a medio-lungo termine l'ampliamento e l'esercizio della rete.

La revisione comprende inoltre il modello conforme al mercato dal 2023, in merito al quale, conformemente all'articolo 30 capoverso 5 Lene, entro il 2019 il Consiglio federale deve sottoporre all'Assemblea federale un disegno di atto normativo. Il Consiglio federale ritiene importante che questo modello sia il più possibile neutrale sotto il profilo tecnologico ed efficace sotto il profilo economico. A tal fine viene adeguata la struttura del servizio universale.

I principali *provvedimenti* della revisione sono i seguenti:

viene mantenuto il modello di mercato «Energy Only» (EOM) e nel mercato elettrico sono potenziati i meccanismi di mercato. L'EOM è costituito dal mercato all'ingrosso (mercato intraday, day ahead e a termine) e dai mercati delle prestazioni di servizio relative al sistema, attraverso i quali già oggi sono tenute a disposizione energia e potenza per compensare eventuali squilibri nell'approvvigionamento.

Quale importante misura per rafforzare i segnali di efficienza del mercato che inoltre, grazie alla libertà di scelta, offre fondamentali vantaggi economici ai clienti privati e commerciali, il mercato elettrico deve essere completamente aperto, correggendo così le distorsioni provocate dall'apertura parziale. Ciò vale sia per i diversi produttori sia in particolare anche per i consumatori finali sinora vincolati nella scelta. L'apertura completa del mercato produce quindi un radicale aumento dell'efficienza, oltre a sostenere la Strategia energetica 2050 poiché contribuisce a integrare meglio le energie rinnovabili nel mercato stesso. Inoltre porterà notevoli innovazioni produttive e consentirà nuovi modelli commerciali. A medio termine infine costituisce un importante elemento per l'integrazione nel mercato elettrico europeo.

Nel quadro di un'apertura completa del mercato deve continuare a essere garantito un servizio universale che tuteli adeguatamente i piccoli consumatori finali da possibili abusi tariffari e nel quale si possa rientrare in qualsiasi momento. Inoltre la struttura del servizio universale sostiene un'attuazione della Strategia energetica 2050 conforme al mercato.

La sicurezza dell'approvvigionamento può essere garantita sulla base di un'economia di mercato attraverso le capacità produttive svizzere e un collegamento con i mercati elettrici confinanti. Quale ulteriore garanzia per la sicurezza dell'approvvigionamento, nell'EOM viene creata una riserva di stoccaggio intesa come un'assicurazione. Questa riserva viene detenuta al di fuori del mercato e in modo da garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, generare costi economici limitati e creare il minor numero possibile di distorsioni nell'EOM.

L'attuale approccio normativo per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete è caratterizzato da un'insufficiente applicazione del principio di causalità nell'attribuzione dei costi di rete. Nonostante la potenza (kW) rappresenti il principale fattore di dimensionamento e quindi un'importante voce di costo nelle reti elettriche, le tariffe per i consumatori finali si basano perlopiù sull'energia prelevata (kWh). Questa situazione dev'essere modificata, dando maggiore spazio al principio di causalità.

L'attuale regolazione nel settore delle reti, basata sui costi, viene inizialmente mantenuta e migliorata attraverso una regolazione Sunshine, ossia uno strumento globale di trasparenza. In questo ambito si introducono determinati incentivi a favore di investimenti efficienti nelle reti intelligenti. Se dalla valutazione dell'andamento dei costi di rete nelle reti di distribuzione risultasse un insufficiente aumento dell'efficienza, nel quadro di un'ulteriore revisione verrà introdotta una regolazione per incentivi.

Per favorire un ampliamento efficiente della rete e lo sviluppo di nuovi mercati conformi alla rete, a medio-lungo termine è auspicabile un maggiore utilizzo nelle reti di distribuzione delle flessibilità al servizio della rete (in particolare della gestione delle immissioni e dell'utilizzo dei carichi flessibili), in grado di sostituire l'ampliamento convenzionale della rete. Inoltre anche nel settore di mercato vi sono interessanti modelli commerciali che poggiano sullo sfruttamento efficace delle flessibilità a livello di carico e di produzione.

Al fine di gestire efficacemente la sicurezza del sistema, occorre promuovere la liquidità nelle PSRS e pertanto è necessario semplificare gli acquisti transfrontalieri.

Considerate le inefficienze esposte, osservabili nel quadro del diritto vigente, occorre sancire per legge il diritto dei grandi consumatori finali nonché dei gestori di grandi impianti di produzione di energia elettrica e di grandi impianti di stoccaggio di scegliere liberamente il fornitore della misurazione di conteggio.

Ulteriori misure sono finalizzate a migliorare la regolazione: ad esempio l'inasprimento delle linee direttrici per provvedimenti volti a garantire un esercizio sicuro della rete, in particolare nei casi di una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Per quanto riguarda Swissgrid, serve una soluzione giuridica definitiva concernente la garanzia della maggioranza svizzera, già ampiamente discussa nel quadro della redazione della LAEL. Infine i poteri della ElCom in materia di regolazione vengono in parte potenziati al fine di rendere più efficace la regolazione del mercato elettrico.

1.3 Nuova normativa proposta

1.3.1 Apertura completa del mercato

Apertura completa del mercato: il mercato elettrico svizzero viene completamente aperto; ogni consumatore finale può così scegliere liberamente il proprio fornitore. I piccoli consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh possono optare per il servizio universale: in questo caso vengono approvigionati a tariffe adeguate e invariate per un anno. Il libero mercato ha il vantaggio di offrire al consumatore finale un'ampia possibilità di scelta, creando parità di condizioni nell'acquisto dell'energia elettrica per tutti i consumatori finali, in particolare le PMI, e promuove

vendo l'efficienza. L'apertura completa del mercato elettrico produce importanti innovazioni dei servizi e favorisce l'integrazione delle energie rinnovabili. A ciò contribuisce inoltre la definizione di un prodotto standard nel servizio universale.

Servizio universale con energia elettrica svizzera prodotta a partire da fonti rinnovabili: nel servizio universale i gestori della rete di distribuzione locali offrono un prodotto elettrico standard costituito da energia esclusivamente indigena e prevalentemente rinnovabile. I consumatori finali vengono approvvigionati con questo prodotto, a meno che non ne scelgano un altro. Il Consiglio federale stabilisce la quota minima di energia rinnovabile. Tale quota è in linea con il percorso della Strategia energetica 2050 per il potenziamento delle energie rinnovabili e di conseguenza aumenterà progressivamente. Si tratta di una quota minima: ogni fornitore del servizio universale è libero di offrire un prodotto standard con una quota di elettricità da fonti rinnovabili superiore. Già oggi numerosi gestori della rete di distribuzione propongono nel servizio universale un prodotto standard costituito da energia rinnovabile, in parte al 100 per cento da fonti indigene: per questi gestori quindi non cambia nulla.

Regolazione delle tariffe dell'energia elettrica: l'attuale regolazione basata sui costi di produzione non è compatibile con un'apertura completa del mercato, poiché il parametro di riferimento adeguato in un mercato elettrico liberalizzato è costituito dal prezzo in un libero mercato funzionante. Pertanto l'adeguatezza delle tariffe elettriche si valuta in base ai prezzi di mercato nel settore svizzero dei nuclei familiari e dei clienti commerciali (prezzi di mercato comparativi). Questo meccanismo corrisponde a quanto proposto dal Consiglio federale nel quadro della procedura di consultazione concernente il decreto federale sull'apertura del mercato.²⁸ La procedura si basa essenzialmente su un'analisi del mercato comparativo; un adeguato mercato comparativo comprende innanzitutto le offerte sul libero mercato. Vista la scarsa sostituibilità di queste offerte, nell'analisi del mercato comparativo si possono includere anche le offerte del servizio universale (perlomeno nel periodo immediatamente successivo all'apertura del mercato). I dati riguardanti le offerte del servizio universale sono disponibili presso la ElCom. In caso di apertura del mercato i prezzi di mercato applicabili dovrebbero risultare dai portali di comparazione online che si svilupperanno parallelamente. Se questi portali utilizzeranno le tariffe offerte per calcolare i prezzi comparativi si potranno escludere prezzi (strategici) eccessivi. A seconda della qualità ecologica e dell'origine dell'energia elettrica fornita – a tal fine sono determinanti le garanzie di origine presentate (cfr. art. 9 LEne) – ai fini della valutazione si possono creare diversi prezzi comparativi. Se le offerte sul libero mercato si differenziano dalle offerte del servizio universale, i prezzi delle garanzie di origine richieste possono essere utilizzati come fattori correttivi al fine di giungere a un adeguato prezzo comparativo. Inoltre nell'esame dell'adeguatezza bisogna tenere conto del fatto che le tariffe dell'energia elettrica 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 o fattori di adeguamento. La regolazione dei prezzi nel servizio universale serve a tutelare i consumatori finali che hanno scelto di rimanere in questo regime. Essa è

²⁸ Rapporto esplicativo dell'8 ottobre 2014 per la procedura di consultazione concernente il decreto federale sulla seconda tappa di apertura del mercato dell'energia elettrica.

accompagnata da un inasprimento della sorveglianza sugli abusi, al fine di proteggere adeguatamente i consumatori finali (soprattutto i nuclei familiari, meno propensi al cambiamento) da notevoli svantaggi tariffari. Va esclusa una determinazione ex ante di un prezzo massimo nel servizio universale, poiché ogni fornitore di energia elettrica si allineerebbe a questo prezzo.

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

Processi e costi connessi al cambio: la legge assegna al Consiglio federale la competenza di disciplinare i processi di cambio e i relativi costi. Per quanto riguarda il servizio universale è prevista la possibilità di ingresso o di 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 fundamentalmente sulle condizioni di disdetta previste dal contratto. Affinché possano sempre ritornare nel servizio universale, i piccoli consumatori devono tuttavia poter disdire il contratto almeno una volta all'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 connessi al cambio, sia di rete sia dell'energia.

Dichiarazione di prodotto: 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.

Etichettatura dell'elettricità: attualmente le garanzie di origine (GO) vengono registrate su base annuale; l'etichettatura dell'elettricità avviene con la risoluzione di un intero anno civile. È irrilevante in quale momento esatto dell'anno civile sono avvenuti la produzione o il consumo. Ciò significa che ad esempio il consumo nel trimestre invernale può essere coperto con le GO relative al periodo estivo. Al fine di avvicinare il momento della produzione a quello del consumo nell'etichettatura dell'elettricità e in tal modo raffigurarli in modo più trasparente e fedele alla realtà, si potrebbe ipotizzare una registrazione delle GO trimestrale o mensile anziché annuale (corrispondenza mensile tra GO prodotte e consumo dello stesso mese). L'etichettatura dell'elettricità in quanto tale continua a essere eseguita una volta all'anno mediante le GO.

Il periodo di concomitanza tra produzione e consumo è disciplinato dall'ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017²⁹ sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE): nel quadro delle modifiche all'ordinanza relative alla revisione della LAEl la durata verrà presumibilmente adattata dal Dipartimento a un trimestre. In linea di principio il periodo entro il quale adempiere la quota minima prescritta di energie rinnovabili svizzere nel servizio universale (prodotto standard) può corrispondere o essere superiore al periodo di concomitanza dell'etichettatura dell'elettricità.

²⁹ RS 730.010.1.

L'obiettivo di questa scelta è conformare a medio termine il periodo di adempimento della quota minima nel prodotto standard con il periodo di corrispondenza tra produzione e consumo nell'etichettatura dell'elettricità. Così facendo nel semestre invernale le garanzie di origine delle energie rinnovabili avranno un valore maggiore.

Valutazione: nel rapporto che allestisce periodicamente secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEI, l'UFE valuta gli sviluppi a seguito dell'apertura completa del mercato.

1.3.2 Riserva di stoccaggio

Garanzia dell'attuale modello di mercato: in linea di massima il mercato elettrico svizzero si basa ancora su un mercato «Energy Only» in cui vengono potenziati i segnali di mercato. L'apertura completa del mercato dà un importante contributo in questa direzione. La sicurezza dell'approvvigionamento può essere garantita in primo luogo attraverso l'integrazione con i mercati elettrici confinanti e applicando meccanismi basati sul mercato. Come ulteriore garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera nel mercato «Energy Only», per fronteggiare eventi straordinari imprevedibili (ad es. persistenza di condizioni meteorologiche estreme) viene creata una *riserva di stoccaggio*. Questa riserva attiva è un'integrazione al mercato «Energy Only» intesa come un'assicurazione: l'approvvigionamento è garantito innanzitutto dall'applicazione di meccanismi di mercato; soltanto nel caso in cui questi meccanismi falliscano, si ricorre alla riserva. La riserva di stoccaggio serve pertanto a detenere energia al di fuori del mercato per fronteggiare situazioni critiche di carenza, dal carattere straordinario e non prevedibili dagli operatori di mercato. Essa costituisce un elemento fisso per la sicurezza dell'approvvigionamento, a integrazione degli strumenti esistenti. La suddivisione fondamentale dei ruoli nonché le attuali responsabilità e competenze per la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento rimangono invariate.

Riserva di stoccaggio per l'energia: poiché in Svizzera la potenza installata delle centrali elettriche è di gran lunga superiore alla potenza di picco, la riserva non è finalizzata all'installazione di potenza supplementare e in questo senso non costituisce nemmeno un meccanismo di capacità. La disponibilità di potenza delle centrali elettriche svizzere è fortemente influenzata dalla gestione dei bacini di accumulazione. Pertanto, al fine di garantire che in periodi critici sia disponibile una sufficiente quantità di energia (e che le capacità disponibili rendano effettivamente possibile la produzione) dev'essere costituita una riserva di stoccaggio attiva. Dato che la potenza delle centrali non viene tolta dal mercato, l'intervento è minimo; d'altra parte la sua permanenza nel mercato non genera nemmeno incentivi volti ad aumentare la potenza installata nelle centrali. 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). La riserva dev'essere fondamentalmente neutrale sotto il profilo tecnologico. Possono partecipare alla riserva tutti i gestori di centrali ad accumulazione o di impianti di stoccaggio allacciati alla rete elettrica svizzera – se soddisfano i requisiti tecnici.

Stipula e compenso: per la costituzione della riserva Swissgrid indice una gara d'appalto. In caso di aggiudicazione il gestore di un impianto di stoccaggio s'impegna a detenere nel proprio impianto una determinata quantità minima di energia per il periodo stabilito. Per questa prestazione riceve un compenso; un eventuale prelievo dell'energia della riserva è remunerato separatamente.

Questioni strutturali: al fine di non ostacolare i meccanismi di mercato – che devono garantire il più possibile la sicurezza dell'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 possono anche risultare prezzi di mercato molto elevati (a breve termine), senza che sia necessario e ragionevole attingere alla riserva. Solamente quando si profila una situazione di carenza straordinaria, su richiesta di Swissgrid la ElCom *autorizza* il prelievo dell'energia che tuttavia non viene ancora effettivamente eseguito. Al fine di individuare concretamente le situazioni di carenza, 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). 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 carenze di bilanciamento residue in caso di mancata compensazione da parte del mercato. Così facendo l'energia non giunge sul mercato elettrico. Al termine del periodo di stipula della riserva (d'estate, quando grazie all'acqua di disgelo la disponibilità di energia non rappresenta un problema) l'energia detenuta sino allora dai gestori di impianti di stoccaggio può essere impiegata liberamente sul mercato elettrico. In questo modo la riserva viene sciolta.

Dimensionamento: il Consiglio federale stabilisce i criteri per il dimensionamento della riserva. Esso definisce i criteri per la determinazione dell'entità concreta della riserva. Esso potrebbe per esempio stabilire un periodo durante il quale il fabbisogno di energia elettrica in Svizzera deve poter essere soddisfatto interamente attraverso le centrali elettriche indigene. Il Consiglio federale definisce altresì i restanti parametri del dimensionamento. Infine la ElCom – sulla base delle direttive del Consiglio federale e d'intesa con Swissgrid – calcola l'entità esatta e il periodo di detenzione della riserva basandosi, tra le altre cose, su un'approfondita analisi della sicurezza dell'approvvigionamento. Data la sua funzione di sorveglianza indipendente sulla sicurezza dell'approvvigionamento e quindi la sua conoscenza dei rischi a medio-lungo 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 PSRS (ad es. relative alla strutturazione dei prodotti). Swissgrid definisce infine i prodotti specifici e svolge annualmente la gara pubblica per la partecipazione alla riserva.

Trasparenza e controlli: 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.

Assunzione dei costi: analogamente alle PSRS, anche la riserva di stoccaggio 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.

La seguente figura illustra in modo schematico le principali fasi del processo, i responsabili e la frequenza delle fasi.



Figura 11: le principali fasi del processo, i responsabili e la frequenza delle fasi per la riserva di stoccaggio (SG = Swissgrid). 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 delinea, ma non si è ancora verificata, una situazione critica per l'approvvigionamento; rosso = fase di prelievo dell'energia di riserva, qualora si verifichi effettivamente una situazione di carenza.

Valutazione: l'UFE valuta l'applicazione delle norme concernenti la riserva di stoccaggio ad esempio nel rapporto che redige periodicamente secondo l'articolo 27 capoverso 3 OAEI.

1.3.3 Tariffe per l'utilizzazione della rete maggiormente improntate al principio di causalità

Affinché i costi di rete per i consumatori finali siano maggiormente improntati al principio di causalità, in futuro le tariffe per l'utilizzazione della rete del livello di rete 7 (tariffa bassa) potranno includere una componente legata alla potenza (ct./MW) più

elevata. In particolare per i consumatori finali di immobili utilizzati tutto l'anno senza misurazione della potenza la componente di lavoro minima (ct./kWh) diminuisce dal 70 al 50 per cento.

Non vi sono disposizioni concrete per la tariffa di lavoro minima di un consumatore finale presso il quale è installato un dispositivo di misurazione della potenza. Tuttavia le tariffe per l'utilizzazione della rete devono essere fissate in modo che i clienti in regime di consumo proprio con un consumo annuo inferiore a 50 MWh non debbano sostenere complessivamente più costi di rete di quanti ne sosterebbero con una tariffa di lavoro minima pari al 50 per cento. In questo caso si tiene in debito conto la redditività delle soluzioni basate sul consumo proprio. Grazie a questo adeguamento la componente legata alla potenza nella tariffa per l'utilizzazione della rete può essere strutturata in maniera più globale e soprattutto differenziata a seconda della fascia oraria, ossia dinamica. In questo contesto va osservata l'interazione con le flessibilità nella rete (e quindi anche con il comportamento dei clienti in regime di consumo proprio): anche le flessibilità a livello di carico e di produzione possono essere sfruttate per evitare un ampliamento fisico sovradimensionato della rete.

Una componente legata alla potenza più elevata crea incentivi per un'utilizzazione della rete più efficace dal punto di vista economico, poiché il dimensionamento delle capacità di rete e di conseguenza i costi di rete sono determinati prevalentemente dal carico massimo (contemporaneo) dei consumatori finali. Pertanto, dato che si basa sulle capacità prodotte (= richieste), la nuova norma soddisfa maggiormente il principio di causalità. E poiché i consumatori finali adeguano di conseguenza il loro (futuro) fabbisogno di allacciamento alla rete, essa tende a far diminuire i carichi massimi (individuali) e quindi nel lungo periodo a ridurre i costi per l'ampliamento della rete.

Indipendentemente dalle tariffe di rete le disposizioni concernenti la traslazione dei costi contenute nell'OAEI devono rispettare maggiormente il principio di causalità. La traslazione dei costi di trasporto non deve essere più ripartita in 30 per cento di tariffa di lavoro, 60 per cento di tariffa legata alla potenza e 10 per cento di tariffa di base, bensì in 10 per cento di tariffa di lavoro e 90 per cento di tariffa legata alla potenza. Questa nuova ripartizione si applica anche alla traslazione dei costi della rete di distribuzione e sostituisce la precedente costituita da 30 per cento di tariffa di lavoro e 70 per cento di tariffa legata alla 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 decentrale di energia elettrica e della conseguente modifica dei flussi di elettricità tra i livelli di rete, anziché il 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 nel momento in cui l'energia elettrica non è prelevata dal livello superiore, bensì immessa direttamente nello stesso livello di rete (ad es. 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

immissioni di energia per il livello di rete superiore viene addossato in modo corrispondente al livello di rete inferiore attraverso la traslazione. Così facendo non cambia nulla nel principio del punto di prelievo (art. 14 cpv. 2 LAEI).

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

1.3.4 Regolazione Sunshine

Nel quadro della cosiddetta regolazione Sunshine la EICOM effettuerà confronti globali dei gestori della rete di distribuzione nel proprio ambito di regolazione ai sensi dell'articolo 22 capoversi 1 e 2 LAEI 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.

Questo ampliamento della prassi di regolazione basata sui costi è attualmente in fase di sperimentazione da parte della EICOM che per poter presentare i risultati all'opinione pubblica necessita di una base legale.

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

Poiché l'attuale sistema basato sui costi non crea sufficienti incentivi per gli investimenti nella smart grid, la EICOM è tenuta a effettuare anche un confronto degli investimenti nelle reti intelligenti. Tale indice, a integrazione degli indici relativi ai costi di rete, è necessario dato che gli investimenti nelle reti intelligenti rientrano nei costi d'esercizio. Poiché sui costi d'esercizio non viene pagato il WACC, nell'attuale sistema di regolazione i gestori di rete sono economicamente incentivati ad attuare un ampliamento ad alta intensità di capitale. Inoltre occorre creare un indice per i servizi di misurazione, sempre che per questi non sussista un diritto di opzione.

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

1.3.5 Flessibilità

Per poter sfruttare in modo più redditizio le flessibilità, in particolare i carichi flessibili e la produzione decentrale volatile, servono adeguate condizioni quadro normative che consentano di integrare a medio-lungo termine nel mercato tali flessibilità e nel contempo di utilizzarle come strumento di prevenzione delle congestioni nella rete.

Principi per l'utilizzazione della flessibilità: il diritto di utilizzazione delle flessibilità, in particolare mediante i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, spetta ai rispettivi produttori, gestori di impianti di stoccaggio o consumatori finali. Se terzi, compresi i gestori della rete di distribuzione, intendono fruire delle flessibilità, devono regolamentare tale utilizzo mediante contratto. Così facendo si definiscono chiaramente i titolari delle flessibilità. I gestori della rete di distribuzione possono continuare a utilizzare la flessibilità al servizio della rete. A tal fine essi offrono ai titolari delle flessibilità condizioni contrattuali unitarie che disciplinano le possibilità di utilizzo e il corrispondente indennizzo per la flessibilità concernente la produzione e il consumo (ad es. attraverso corrispettivi per l'utilizzazione della rete ridotti o indennizzi diretti). Le possibilità di utilizzo concesse per contratto devono riflettere il valore finanziario della flessibilità. Per i grandi consumatori sono ammessi contratti individuali bilaterali.

Al fine di ottimizzare l'ampliamento della rete sotto il profilo dei costi attraverso l'impiego delle flessibilità, i gestori di rete devono evitare di attuare altre misure riguardanti la rete più costose, sfruttando la flessibilità garantita contrattualmente nel proprio comprensorio e includendo in tal modo il potenziale di flessibilità nella propria pianificazione di rete. Così facendo operano nel rispetto del principio NOVA («Ottimizzazione della rete prima del suo potenziamento e del suo ampliamento»), in base al quale prima si ottimizza l'attuale esercizio di rete, poi si potenziano le linee esistenti e infine si procede all'ampliamento della rete. In linea di principio i costi efficienti sostenuti dal gestore di rete per l'utilizzo della flessibilità utile alla rete devono essere computabili.

Inoltre vengono stabiliti diritti di utilizzo garantiti per i gestori di rete: la flessibilità riguardante la produzione deve includere possibilità limitate e una tantum di limitazione forzata delle immissioni. Esse devono altresì comprendere il diritto di utilizzo con funzione di ponte nel momento in cui altri provvedimenti già avviati riguardanti la rete non producano ancora i loro effetti. In entrambi i casi l'impiego delle flessibilità dev'essere indennizzato. Inoltre ai gestori di rete è garantito il diritto di sfruttare le flessibilità in caso di pericolo grave e imminente per l'esercizio sicuro della rete. Un utilizzo di questo tipo è gratuito, eccetto nel caso in cui il pericolo si sarebbe potuto ragionevolmente evitare.

Ulteriore strutturazione: il Consiglio federale stabilisce per ogni tecnologia di produzione la quota di diritti di utilizzo garantiti che può essere soggetta a regolazione o controllato. Inoltre esso può stabilire degli obblighi di pubblicazione e di trasparenza per i gestori della rete di distribuzione come pure disposizioni volte a proteggere i titolari delle flessibilità. Può altresì fissare disposizioni relative alle condizioni contrattuali, nel caso in cui in assenza di queste si limiti eccessivamente l'utilizzo delle flessibilità al servizio del mercato da parte di terzi (ad es. aggregatori) oppure a causa della struttura del contratto non si sviluppi un mercato per le flessibilità. Infine deve essere possibile emanare direttive per tutti i partner contrattuali che consentano di ripercuotere gli effetti negativi nell'impiego delle flessibilità ad altri soggetti che non siano i partner contrattuali stessi.

Nel settore della flessibilità al servizio della rete la ElCom decide, sia in caso di controversia che d'ufficio, in merito agli utilizzi garantiti, alla tutela dei titolari della flessibilità nonché alla modifica di indennizzi abusivi. Il Consiglio federale può altresì

disporre che la ElCom effettui una valutazione dello sviluppo delle flessibilità, in particolare del relativo utilizzo e indennizzo.

La normativa concernente la flessibilità non va confusa con la normativa riguardante i *sistemi di controllo e regolazione intelligenti*, già introdotta con la nuova LEne (art. 17b LAEL). I sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, sempre più diffusi, permettono un utilizzo corretto della flessibilità; tali sistemi rappresentano pertanto lo strumento al servizio della flessibilità (nonostante alcune prescrizioni, soprattutto nella OAEL, riguardanti prevalentemente l'utilizzazione). Fondamentale in questa regolazione è il cosiddetto principio «opt in» che consente di affidare a terzi la gestione dei dispositivi, eccetto nel caso sinora previsto di accesso del gestore di rete per motivi legati all'esercizio sicuro della rete. La *flessibilità* invece è un vero e proprio bene, la cui gestione e i relativi diritti fondamentali sono disciplinati dalla LAEL. Oltre ai sistemi di controllo e di regolazione intelligenti è dunque necessario disciplinare l'utilizzazione della flessibilità, armonizzando entrambe le normative. Ciò è garantito dal rimando all'articolo 17b LAEL che consente inoltre al gestore di rete di utilizzare in determinati casi la flessibilità anche se sprovvisto dell'esplicita autorizzazione all'esercizio di un sistema di controllo intelligente.

1.3.6 Miglioramenti delle prestazioni di servizio relative al sistema

Offerenti di prestazioni di servizio relative al sistema: in linea con la realtà delle cose e con l'intenzione del legislatore (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004³⁰ 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. È più 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 (le cosiddette condizioni di prequalifica). Quanto più è ampia la cerchia dei fornitori, tanto più è tendenzialmente elevata la liquidità nel mercato delle PSRS. Ciò aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento e rende possibili prezzi d'acquisto più convenienti per Swissgrid. Tuttavia, al fine di rispettare gli obiettivi della Strategia energetica 2050, in particolare per l'impiego efficiente dell'energia anche in relazione alla fornitura di PSRS, sul versante del consumo Swissgrid deve dare la priorità alle offerte in cui l'energia è utilizzata in modo più efficiente.

Acquisto di prestazioni di servizio relative al sistema al di là della zona di regolazione: si chiarisce il fatto che Swissgrid può acquistare le PSRS (in particolare l'energia di regolazione e la potenza di regolazione) insieme a gestori delle reti di trasporto estere 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. Al termine della gara tuttavia le offerte non vengono direttamente aggiudicate: attraverso un sistema centrale si determina la combinazione ottimale di offerte tenendo conto delle capacità di trasporto transfrontaliere. Ai gestori della rete di trasporto partecipanti vengono aggiudicate le rispettive offerte da considerare in base

³⁰ FF 2005 1447, qui 1496.

all'esito del sistema centrale. Grazie a questo modello, Swissgrid può aggiudicare un volume di offerte maggiore rispetto a quello che dovrebbe acquistare per la zona di regolazione Svizzera (o viceversa un numero inferiore). Di conseguenza si crea un determinato scambio di PSRS tra i gestori della rete di trasporto partecipanti. Grazie all'elevata liquidità sul mercato, le possibilità descritte riducono i costi delle PSRS. Inoltre i modelli GRT/GRT possono accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento in caso di congestioni.

1.3.7 Eliminazione delle attuali disparità a livello nazionale

Secondo l'articolo 20 capoverso 3 LAEI il Consiglio federale può obbligare Swissgrid a impiegare prioritariamente quale energia di regolazione elettricità generata da energia rinnovabile, in particolare dalla forza idrica. Inoltre nell'attribuzione di capacità nella rete svizzera di trasporto e di distribuzione hanno la precedenza, rispetto ad altre forniture, le forniture ai consumatori finali nel servizio universale e le forniture di energia elettrica a partire da energie rinnovabili (art. 13 cpv. 3 LAEI). Queste norme sono pressoché impraticabili e se attuate farebbero aumentare i costi dell'approvvigionamento: pertanto vengono abrogate senza sostituzione.

1.3.8 Libertà di scelta nel settore della metrologia

Nel settore della metrologia è previsto un chiarimento delle responsabilità e delle libertà di scelta sancite per legge. I grandi consumatori finali (con un consumo annuo pari almeno a 100 MWh) nonché i grandi produttori di energia elettrica e i grandi gestori di impianti di stoccaggio (con una potenza allacciata pari almeno a 30 kVA), possono scegliere liberamente il proprio fornitore. Questi consumatori finali sono particolarmente sensibili alla qualità dei dati e del servizio nonché ai costi di misurazione e ai servizi a valle. Il diritto di opzione riguarda 55 000 punti di misurazione e 22 TWh, pari a oltre un terzo del consumo finale complessivo.

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

I consumatori finali, i produttori di energia elettrica e i gestori degli impianti di stoccaggio più piccoli non hanno facoltà di scelta per quanto riguarda la misurazione, che continua a essere di competenza esclusiva del 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 per la durata di un anno in base ai costi computabili. Se i clienti che fruiscono di servizi di metrologia dispongono del diritto di opzione e non fanno valere tale diritto, la misurazione di conteggio dev'essere svolta dal gestore di rete locale, il quale, diversamente da quanto avviene nei confronti dei piccoli clienti che fruiscono di servizi di metrologia, non è vincolato

alle tariffe di misurazione. La ElCom 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 della metrologia nel quadro del suo rapporto periodico per il Consiglio federale (art. 27 cpv. 3 OAEI).

1.3.9 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 LAEI; cfr. messaggio del 3 dicembre 2004³¹ 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. Ora l'obbligo di sostegno ai gestori di rete nell'attuazione di provvedimenti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete è espressamente sancito per legge. I costi di tali provvedimenti possono essere fatti valere dai gestori di rete come costi di rete computabili conformemente al disposto dell'articolo 15 LAEI e pertanto essere traslati alla collettività attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

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 alla collettività. Swissgrid definisce in modo adeguato a livello contrattuale i provvedimenti necessari a prevenire o eliminare una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto (in particolare con gestori della rete di distribuzione, produttori e consumatori finali adeguati). Qualora ciò non venga fatto, la ElCom può obbligare le parti alla stipula del contratto e stabilirne il contenuto minimo. In caso d'emergenza, ovvero quando vi sia un grave e imminente pericolo per l'esercizio della rete di trasporto, Swissgrid può e deve ordinare in via eccezionale questi provvedimenti unilateralmente, qualora 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.

1.3.10 Garanzia della maggioranza svizzera di Swissgrid

Secondo l'articolo 18 LAEI Swissgrid è una società anonima di diritto privato (SA). Il suo capitale e i relativi diritti di voto devono *appartenere* in maggioranza, direttamente o indirettamente, ai Cantoni e ai Comuni – un principio questo comunemente denominato «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 (la seconda variante

³¹ FF 2005 1447, qui 1484.

soprattutto a causa dell'opposizione dei Cantoni). In questo modo diverse 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, ma in realtà lo garantiscono solo limitatamente. 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 controllate da Cantoni o Comuni. Manca tutt'ora uno strumento per i casi in cui la quota di maggioranza (cantonale o comunale) detenuta *in modo indiretto* è a rischio perché un azionista Swissgrid modifica la quota di partecipazione di proprietà pubblica. Poiché Swissgrid non ha alcun potere in tal senso, questa lacuna può essere colmata intervenendo sul piano legislativo. L'esigenza di creare uno strumento efficace a tutela della maggioranza svizzera esiste da tempo. Recentemente le Commissioni dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia di entrambe le Camere, indotte da una transazione controversa riguardante azioni Swissgrid, avevano chiesto una modifica della LAEl, sospendendo poi il relativo disegno³² nella speranza che il Consiglio federale avanzasse una proposta sul tema nella presente revisione della LAEl, come è effettivamente avvenuto.

Viene qui proposto un modello su due livelli. In primo luogo i diritti di prelazione sono resi più efficaci in vista dell'obiettivo di contribuire alla garanzia della maggioranza svizzera. A tal fine, oltre ad apportare alcuni miglioramenti, viene stabilito un ordine degli aventi diritto di prelazione: 1) Cantoni, 2) Comuni e 3) AAE svizzere. In secondo luogo – come strumento complementare agli strumenti preventivi – viene creata la base per una sospensione del diritto di voto: qualora il principio della maggioranza sancito dalla LAEl non fosse più rispettato, vengono sospesi i diritti di voto degli azionisti con una struttura proprietaria non conforme. Questo meccanismo non è in grado di evitare una diminuzione della maggioranza statale al di sotto del 50 per cento, ma perlomeno contrasta le principali conseguenze indesiderate.

Infine si propone una maggiore indipendenza degli organi di Swissgrid: non solo la maggioranza (come sancito dalle attuali norme) ma tutti i membri della direzione e del consiglio di amministrazione devono essere indipendenti dal settore dell'energia elettrica.

Sono state esaminate anche delle alternative alla suddetta proposta, poi rigettate in particolare per motivi di proporzionalità. Un altro modo per garantire la maggioranza svizzera consiste, ad esempio, nell'assoggettare le transazioni azionarie rilevanti all'obbligo di notifica e autorizzazione. Tuttavia questo obbligo risulterebbe efficace soltanto se venissero rilevate anche le modifiche dei rapporti indiretti di partecipazione a Swissgrid, ossia le modifiche nell'azionariato delle società azioniste di Swissgrid. Interventi così profondi in sfere non disciplinate dalla LAEl non sono giustificati. Si rinuncia altresì a sospendere altri diritti degli azionisti, oltre a quelli di voto, come il diritto ai dividendi.

³² Iniziativa parlamentare «Energia di compensazione. Obbligo di assumere i costi per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro» (13.467), disegno 2.

1.3.11 ECom

Con l'introduzione delle novità illustrate, alla ECom sono assegnati compiti e competenze supplementari, ad esempio 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 stoccaggio, se necessario essa interviene in modo «sovrano». Inoltre la ECom stabilisce annualmente i valori di riferimento della riserva di stoccaggio.

Vi sono poi modifiche riguardanti la ECom 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 considerata una sua precedente decisione. Questo diritto di ricorso è in parte attribuito anche ad altre autorità simili: si tratta di uno strumento molto importante per la ECom al fine di adempiere efficacemente il suo compito di sorveglianza e affermazione delle norme della LAEI per il mercato elettrico. Parallelamente a questo viene mantenuto il diritto di ricorso del DATEC: in tal modo si separano chiaramente i compiti di regolazione da quelli ministeriali. Viene poi eliminato il diritto della ECom di emanare istruzioni nei confronti dell'UFE, mai applicato, che costituisce uno strumento estraneo dal punto di vista del sistema.

1.3.12 Scambio di dati e processi informativi

Un accesso efficiente a dati e informazioni è decisivo per il corretto funzionamento della concorrenza e l'introduzione di modelli commerciali innovativi sul mercato elettrico. Al fine di evitare discriminazioni tra gli operatori di mercato od ostacolare l'accesso al mercato da parte di nuovi operatori, devono essere disciplinati lo scambio di dati e i necessari processi informativi tra gestori di rete, gestori delle stazioni di misurazione e fornitori dei servizi di misurazione nonché altri operatori di mercato. Estremamente importanti sono soluzioni unitarie, ossia standardizzate, nonché la trasmissione tempestiva dei dati con la necessaria qualità. Per questa ragione i gestori di rete nonché i gestori delle stazioni di misurazione e i fornitori dei servizi di misurazione incaricati devono mettere a disposizione, in modo tempestivo e gratuito, reciprocamente e agli altri partecipanti (in particolare ai nuovi fornitori di energia elettrica, ai responsabili dei gruppi di bilancio, a Swissgrid e alle nuove imprese di fornitura di servizi energetici), tutti i dati e le informazioni indispensabili per lo svolgimento dei processi di approvvigionamento elettrico (tra cui esercizio della rete, gestione del bilancio, forniture di energia, processi di cambio, fatturazione). Inoltre occorre organizzare l'accesso ai dati da parte di terzi autorizzati (imprese di fornitura di servizi energetici o titolari dei dati). Dato che nell'attuazione è importante mantenere costi di transazione bassi, bisogna semplificare notevolmente l'attuale scambio bilaterale, caratterizzato da numerose interfacce. Al fine di garantire processi di cambio efficienti, occorre standardizzare i processi e i formati dei dati. La decisione di ridurre parallelamente le interfacce è lasciata al settore. In ogni caso il Consiglio federale disciplina le tempistiche e la forma della trasmissione, il formato dei dati nonché il contenuto dettagliato dei dati e delle informazioni da mettere a disposizione. Sotto il profilo del

diritto in materia di protezione dei dati va sottolineato il diritto dei consumatori finali, dei produttori e dei gestori degli impianti di stoccaggio alla pubblicazione gratuita di tutti i loro dati di base e di misurazione.

È improbabile che uno scambio di dati e informazioni basato su numerose interfacce possa costituire un modello per il futuro. Attualmente nel contesto internazionale, sullo sfondo di una crescente complessità dei processi sul mercato elettrico nonché della sempre più diffusa digitalizzazione nell'approvvigionamento elettrico, per uno scambio dei dati efficiente e di elevata qualità si prospetta come opportuna una soluzione centrale.³³ Queste soluzioni centrali, comunemente denominate «data hub», sono già state adottate dalla maggior parte dei Paesi europei. In particolare si scelgono soluzioni che raggruppano centralmente i dati e li mettono a disposizione dei principali operatori attraverso diritti di accesso attribuiti dai consumatori. Considerato il ruolo centrale dello scambio dei dati in un regime di concorrenza, occorre considerare la scelta del gestore e la struttura della proprietà, che deve avvenire in modo da evitare possibili discriminazioni. La struttura di gestione e la proprietà dev'essere sufficientemente indipendente dai gestori di rete e dagli altri operatori e garantire la neutralità. Le norme di legge previste lasciano spazio alla creazione di simili data hub, soprattutto perché per il momento in Svizzera non si prospetta nessuna soluzione standard e unitaria. Dal punto di vista economico risultano inoltre inefficienti i sistemi paralleli caratterizzati da uno scambio decentrale dei dati e uno o addirittura più data hub. Nella fase di apertura del mercato elettrico bisognerà verificare lo sviluppo dell'organizzazione dello scambio di dati e la relativa assenza di discriminazioni, i processi e la qualità dei dati. Qualora non si pervenisse a una soluzione efficiente e lo sviluppo risultasse insoddisfacente, il Consiglio federale punterà a introdurre una soluzione centrale vincolante e adeguatamente dimensionata.

1.3.13 Trasmissione dei dati

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

Inoltre la ElCom è autorizzata per legge a trasmettere a Swissgrid i dati necessari in caso di minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Vista la lacuna legislativa, attualmente ciò è possibile solamente sulla base di accordi in cui la trasmissione dei dati è autorizzata dalle parti coinvolte. Tuttavia nel quadro degli accordi è possibile trasmettere soltanto dati definiti preventivamente, che tra l'altro non presentano il grado di aggiornamento richiesto da Swissgrid. La ElCom comunica preventivamente ai soggetti interessati la trasmissione dei dati. Swissgrid tratta confidenzialmente i dati ricevuti e non può utilizzarli per altri scopi.

³³ THEMA (2018). Datahub Schweiz. Kosten- Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf. Studio su mandato dell'UFE

1.3.14 La sicurezza dei dati nella smart grid

L'accesso alle flessibilità comporta alcuni rischi in materia di sicurezza dei dati, non solo per quanto riguarda i sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti, ma anche in riferimento alla relativa infrastruttura a valle. Pertanto è necessario proteggere adeguatamente dal punto di vista tecnico e organizzativo i sistemi che permettono di utilizzare la flessibilità. La norma prevista assegna al Consiglio federale la competenza di disciplinare la procedura di determinazione di tali requisiti. Si ipotizza una regolazione sussidiaria, secondo cui il settore, sulla base di un'analisi ufficiale del rischio e del fabbisogno di protezione e tenendo conto degli standard tecnici rilevanti a livello nazionale e internazionale, emana direttive sulla sicurezza dei dati dei componenti della smart grid. Questo profilo dei requisiti funge da base per la strutturazione del sistema. Attraverso un esame della conformità obbligatorio un organo di controllo riconosciuto garantisce che prima di essere effettivamente impiegati i sistemi e/o i componenti soddisfino tali requisiti. Infine un organo specializzato garantisce la necessaria qualità degli esami svolti dall'organo di controllo.

1.3.15 Lo scambio d'acqua con le imprese ferroviarie

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 Ferrovie federali svizzere. In linea di principio la gestione della rete a 16,7 Hz non è assoggettata alla LAEL (fatte salve le norme speciali nella OAEI). Se invece la rete di corrente di trazione preleva elettricità dalla rete a 50 Hz, è considerata consumatore finale ai sensi della LAEL. Tuttavia, nei casi in cui viene prodotta elettricità con la partecipazione della rete di corrente di trazione, non risulta sempre opportuno considerare la rete di corrente di trazione alla stregua di un consumatore finale e addebitarle il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Già ora quindi la OAEI prevede che per determinati prelievi di energia elettrica connessi all'azionamento di centrali, comprese le centrali di pompaggio, la rete di corrente di trazione non sia considerata come un consumatore finale. Questo fa sì che gli impianti a 16,7 Hz producano energia elettrica alle stesse condizioni degli impianti a 50 Hz.

Ora viene sancita un'eccezione anche per il cosiddetto scambio d'acqua. Nelle centrali partner "pure" a 50 Hz con stoccaggio per pompaggio i piani di produzione dei partner vengono consolidati per l'esercizio della centrale. Se il partner A intende pompare e il partner B contemporaneamente produrre (turbinare), per la centrale viene considerato solamente il valore netto di entrambi i programmi di produzione. Questo consolidamento dei programmi di produzione (scambio d'acqua) è efficace sotto il profilo economico e d'esercizio, anche nelle centrali partner con stoccaggio per pompaggio e produzione mista 50 Hz e 16,7 Hz (figura 12). Tuttavia nelle centrali di pompaggio miste lo scambio d'acqua fa sì che l'impresa ferroviaria, per compensare l'elettricità non prodotta, debba immettere elettricità della rete a 50 Hz nella rete a 16,7 Hz. Secondo il diritto vigente questo processo è considerato consumo finale, assoggettato pertanto al versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Tutto ciò non rende interessante lo scambio d'acqua nelle centrali di pompaggio miste. Questa situazione svantaggiosa dev'essere eliminata: il prelievo di energia elettrica dalla rete a

50 Hz connesso a uno scambio d'acqua non è più considerato come consumo proprio. Così facendo le basi legali non sono in contrasto con il consolidamento all'interno della centrale ai fini dell'efficienza energetica.

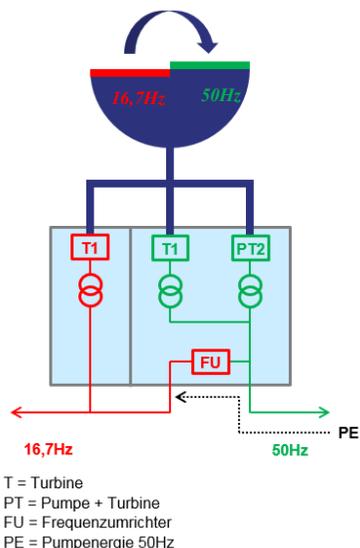


Figura 12: raffigurazione dello scambio d'acqua.

Come mostra la figura, nello scambio d'acqua l'impresa ferroviaria (in qualità di partner a 16,7 Hz) rinuncia al turbinaggio della propria quota di acqua nel bacino superiore artificiale di una centrale di pompaggio e il suo partner a 50 Hz rinuncia al pompaggio nella stessa quantità. In questo scambio il partner a 50 Hz riceve dall'impresa ferroviaria la quantità di energia corrispondente all'acqua che si sarebbe dovuta pompare. L'energia che ora l'impresa ferroviaria preleva dalla rete al posto della produzione propria (turbinaggio) è esente dal versamento delle tasse per l'utilizzazione della rete.

1.4 Motivazione e valutazione della soluzione proposta

Gli obiettivi della presente revisione sono l'apertura completa del mercato elettrico, la costituzione di una riserva di stoccaggio e l'introduzione di miglioramenti nella regolazione della rete. Completano l'avamprogetto ulteriori provvedimenti.

L'apertura completa del mercato elettrico rappresenta un importante elemento per raggiungere gli obiettivi della definizione del mercato elettrico (efficienza, sicurezza dell'approvvigionamento, sostegno del mercato alla Strategia energetica 2050). Essa corregge le distorsioni prodotte dall'apertura parziale del mercato e offre una più am-

pia libertà di scelta a tutti i consumatori finali. In futuro ognuno potrà scegliere liberamente il proprio fornitore. La libertà di scelta degli attuali consumatori finali vincolati produce maggiore efficienza. L'apertura completa del mercato promuove inoltre radicali innovazioni nella produzione di energia e consente l'affermazione di nuovi modelli commerciali. Il prodotto elettrico standard previsto per il servizio universale, il cui mix elettrico è in linea con gli obiettivi della Strategia energetica 2050, sostiene in modo conforme al mercato le energie indigene, in particolare la forza idrica svizzera e le nuove energie rinnovabili a livello nazionale. Vista la libertà di scelta che contempla, il nuovo modello conforme al mercato non è un sistema basato sui contingenti in cui lo Stato prescrive un valore target fisso di produzione rinnovabile e di conseguenza interviene nel mix elettrico globalmente venduto in Svizzera attraverso un sistema di certificati. Il prodotto standard prescrive solamente il tipo di energia elettrica da fornire come standard nel servizio universale. Il consumatore finale è libero di scegliere un altro prodotto del fornitore del servizio universale (se proposto) oppure un prodotto a scelta di un altro operatore nel libero mercato. Come finora, la ElCom verifica l'adeguatezza delle tariffe nel servizio universale; inoltre sorveglia lo scambio dei dati necessari per il cambio di fornitore e, se del caso, sanziona eventuali violazioni. Inoltre, al fine di garantire il necessario scambio dei dati, è ipotizzabile la creazione di un «data hub» non discriminatorio, riguardo al quale, in un'ottica di mercato, si tratta in particolare di scegliere il gestore e la struttura della proprietà più adeguati, al fine di evitare incentivi discriminatori.

In linea di principio il mercato elettrico svizzero (come già sinora) si deve basare su un *mercato «Energy Only»*. La sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera può essere garantita in primo luogo attraverso il collegamento con i mercati elettrici confinanti e quindi attraverso una modalità basata sul mercato. Inoltre, per fronteggiare situazioni impreviste, viene implementata una *riserva di stoccaggio* intesa come un'assicurazione economicamente appropriata. La riserva di stoccaggio è costituita in modo adeguato allo specifico profilo del rischio dell'approvvigionamento elettrico svizzero, caratterizzato in particolare dalla stagionalità dell'offerta di energia elettrica generata nelle centrali idroelettriche nonché dalla dipendenza dagli afflussi nei bacini di accumulazione e di conseguenza dalla disponibilità di energia. Data l'elevata rilevanza economica della sicurezza dell'approvvigionamento e i costi elevati di un'interruzione dell'approvvigionamento, l'introduzione della riserva di stoccaggio risulta vantaggiosa. Oltre a questo provvedimento, attualmente dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento non ne sono necessari altri: dalla citata analisi della sicurezza dell'approvvigionamento (analisi della «System Adequacy», cfr. n. 1.1.2.1) infatti non emerge alcun fabbisogno in tal senso; inoltre Swissgrid sta già attuando ulteriori ottimizzazioni del mercato «Energy Only». Tra queste figurano un'ottimizzazione del sistema dei prezzi di compensazione volta a incentivare i gruppi di bilancio verso un maggiore equilibrio nonché un miglioramento della liquidità infragiornaliera attraverso la riduzione dei tempi della «gate closure» (termini di chiusura delle negoziazioni). Queste misure non necessitano di alcuna garanzia legale complementare.

Nell'ambito della *regolazione della rete* esistono svariate lacune. In merito alla necessità di una regolazione va osservato che le reti elettriche rappresentano un monopolio naturale, ossia un ambito del settore energetico in cui non vi è concorrenza e nel

quale è richiesto un intervento statale selettivo volto ad aumentare l'efficienza ed evitare discriminazioni di terzi. La revisione apporta alcuni importanti miglioramenti. Le principali misure economiche relative alla rete riguardano le tariffe di rete, miglioramenti nella regolazione basata sui costi (in una prima fase attraverso una regolazione Sunshine), l'introduzione di norme relative all'utilizzo della flessibilità e la libertà di scelta nel settore della metrologia sancita per legge:

- per quanto riguarda le *tariffe di rete* dev'essere possibile un aumento della quota di prezzo relativa alla potenza, differenziata anche in base alla fascia oraria. Questo approccio è conforme al principio di generazione dei costi e al principio di causalità. Grazie a queste modifiche si riducono nel lungo periodo i costi di ampliamento della rete, poiché chi genera i costi deve anche farsene carico in modo più globale e adatta di conseguenza il proprio fabbisogno di allacciamento alla rete.
- La *regolazione Sunshine* è già in fase di sperimentazione da parte della ElCom; tuttavia in assenza di una base legale i risultati dettagliati non possono ancora essere diffusi. Il suo principale vantaggio consiste nella trasparenza nettamente maggiore a fronte di un onere aggiuntivo ridotto. La pressione dell'opinione pubblica, generata dalla diffusione di indici specifici dei gestori di rete, incentiva una maggiore efficienza. Inoltre i dati valutati dalla ElCom favoriscono analisi approfondite dei costi nel caso in cui diversi indici rilevanti lascino ipotizzare uno sviluppo negativo. Qualora l'aumento di efficienza nel settore delle reti non fosse sufficiente e quindi non si producessero le corrispondenti ripercussioni sui costi di rete, si dovrà attuare una regolazione ex ante sotto forma di regolazione per incentivi, equivalente allo standard nell'UE.
- Per quanto concerne la *regolazione della flessibilità*, per la prima volta viene creata la figura del titolare della flessibilità e vengono introdotti incentivi per lo sviluppo di un mercato della flessibilità. Gli effetti di questi provvedimenti sono positivi per l'economia, poiché a lungo termine le flessibilità vanno considerate come un'alternativa all'ampliamento della rete e possono essere utilizzate in modo vantaggioso anche nel mercato elettrico. Questo provvedimento promuove altresì nuovi modelli commerciali, in particolare gli aggregatori e le centrali elettriche virtuali, che raggruppano i potenziali delle unità di flessibilità più piccole (ad es. le economie domestiche ecc.). In particolare i clienti in regime di consumo proprio sono incentivati a sfruttare gli elevati potenziali della flessibilità. Così facendo si riducono i costi per i gestori di rete e aumentano le entrate per i clienti in regime di consumo proprio. La computabilità dei costi nell'impiego delle flessibilità nonché la necessaria considerazione della flessibilità nella pianificazione della rete garantiscono un incentivo economico per i gestori di rete allo sfruttamento di tali flessibilità. Inoltre vengono sanciti diritti di utilizzazione garantiti per i gestori della rete di distribuzione che, nel quadro delle possibilità di regolazione e controllo garantite per legge, ottimizzano l'ampliamento della rete.
- *Le libertà di scelta nel mercato della metrologia* generano maggiore efficienza nei gruppi di clienti con possibilità di scelta. Per quanto riguarda la fornitura dei servizi di misurazione e l'esercizio delle stazioni di misurazione

la situazione dei prezzi e della qualità delle prestazioni dei gestori di rete è in parte insoddisfacente (soprattutto per i grandi consumatori finali). Grazie alla libertà di scelta in particolare tra i grandi clienti si può sviluppare un mercato liquido, come dimostrano le esperienze in alcuni Paesi esteri (ad es. in Germania, Gran Bretagna e Olanda). Inoltre costi di misurazione eccessivi possono ostacolare l'implementazione di nuovi impianti che utilizzano energie rinnovabili; un'insufficiente qualità dei dati può ostacolare la diffusione di modelli commerciali basati sulla disponibilità dei dati.

Attraverso *ulteriori provvedimenti* vengono colmate altre lacune nel diritto vigente; in particolare si migliora la sicurezza dell'approvvigionamento nei casi d'emergenza. La ElCom viene in parte potenziata: nei casi di ricorso infatti i suoi esperti possono comparire di fronte al Tribunale federale; si tratta di un chiaro vantaggio data la crescente complessità della regolazione.

Con l'apertura completa del mercato si prevedono in generale una maggiore qualità per l'economia svizzera e ulteriori incentivi verso un aumento dell'efficienza per il settore elettrico. La liberalizzazione del mercato garantisce inoltre l'ulteriore integrazione della Svizzera nel mercato europeo e di conseguenza la sicurezza dell'approvvigionamento del Paese. Il modello conforme al mercato promuove l'attuazione della Strategia energetica 2050; l'ulteriore garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento data dalla riserva di stoccaggio è attuabile a costi ridotti per l'economia nazionale. Gli altri provvedimenti perlopiù relativi alla rete presentano complessivamente notevoli vantaggi a fronte di un onere di attuazione contenuto.

1.5 Compatibilità tra i compiti e le finanze

L'introduzione della riserva di stoccaggio comporta nuovi compiti per Swissgrid. Questi compiti si riallacciano alla sua responsabilità di sistema per la Svizzera; il loro adempimento garantisce la sicurezza dell'approvvigionamento anche in casi estremi imprevedibili. Se consideriamo gli elevati costi di un'interruzione dell'approvvigionamento per l'economia, vale la pena sostenere un onere aggiuntivo nell'ordine di poche decine di milioni. Inoltre la riserva di stoccaggio rappresenta un'ulteriore sicurezza per la garanzia dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera.

1.6 Diritto comparato e rapporto con il diritto europeo

Dopo l'attuazione disposta a livello nazionale delle corrispondenti direttive UE entro il 2004 e il 2007, i mercati elettrici dell'UE sono stati completamente liberalizzati con il secondo pacchetto energia per il mercato interno UE del 2007. Nel quadro dello sviluppo dei mercati elettrici europei sono fondamentali in particolare le ampie riforme attuate attraverso il cosiddetto «Clean Energy Package» (CEP), volte innanzitutto a garantire il raggiungimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici e a potenziare il mercato comune.

Misure del Clean Energy Package (CEP)

Tra le misure prioritarie del CEP figurano una maggiore efficienza energetica, una più ampia partecipazione dei piccoli clienti al mercato comune e una sicurezza dell'approvvigionamento garantita attraverso strumenti compatibili con la libera concorrenza. Fino alla fine del 2018 prosegue la discussione concernente il pacchetto di riforme da parte delle istituzioni politiche dell'UE (il cosiddetto «trialogo» fra Consiglio, Parlamento e Commissione): l'entrata in vigore è prevista per il 2019. Nel contempo, a partire dal 2019 l'UE punterà a una riduzione concreta dei certificati EU ETS al fine di aumentare l'effetto fiscale del prezzo del CO₂.

Di seguito sono illustrati i principali elementi della riforma:

Aumento della quota di energie rinnovabili e dell'efficienza energetica

Attraverso una revisione³⁴ della direttiva 2009/28/CE³⁵ l'UE persegue l'obiettivo di una quota di energie rinnovabili rispetto al consumo di energia finale pari ad almeno il 32 per cento. A tal fine nel settore elettrico la quota di energie rinnovabili deve raggiungere almeno il 45 per cento entro il 2030. I meccanismi a sostegno delle energie rinnovabili devono caratterizzarsi per competitività, assenza di discriminazioni ed efficienza dei costi e per almeno il 10 per cento devono essere estesi a nuovi progetti messi a concorso di altri Stati membri. Inoltre a livello di UE è promosso un aumento vincolante dell'efficienza energetica come minimo del 32,5 per cento entro il 2030. Questo obiettivo vincolante a livello di Unione europea dovrà essere raggiunto attraverso obiettivi indicativi nazionali.

Revisione della regolazione del mercato elettrico interno

Una revisione³⁶ della direttiva 2009/72/CE³⁷ mira a rendere il mercato elettrico interno flessibile, basato sul mercato e orientato al consumatore. Innanzitutto bisogna rafforzare i ruoli e i diritti dei consumatori, affinché i piccoli consumatori possano partecipare al mercato in modo più attivo. In questo contesto la direttiva riveduta intende creare un quadro orientato al mercato per la produzione di energia nonché l'interposizione di aggregatori. Inoltre concretizza i compiti e i doveri dei gestori della rete di trasporto e della rete di distribuzione. I prezzi regolamentati per i clienti finali dovrebbero in gran parte scendere e dovranno essere stabiliti incentivi efficaci per la pianificazione e l'esercizio della rete.

³⁴ Cfr. comunicato stampa della Commissione europea del 14 giugno 2018 (<http://ec.europa.eu> > Services de presse > Communiqués de presse > Europe leads the global clean energy transition: Commission welcomes ambitious agreement on further renewable energy development in the EU).

³⁵ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16.

³⁶ Proposta della Commissione europea del 23 febbraio 2017 per una direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione) COM (2016) 864 finale.

³⁷ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE, GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55.

Nel quadro di un nuovo regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica³⁸ verranno inoltre potenziati i meccanismi di mercato. Ciò comprende tra l'altro una maggiore responsabilità dei gruppi di bilancio per tutti gli attori di mercato, miglioramenti del commercio a breve termine, ridispacciamento (interventi mirati nella prestazione produttiva delle centrali elettriche volti a proteggere i tracciati da un sovraccarico) e limitazione forzata nonché una verifica delle zone tariffarie orientata alle congestioni. Inoltre gli Stati membri dovranno concordare con i Paesi confinanti e l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) dei meccanismi nazionali volti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (meccanismi delle capacità). Tali meccanismi vanno considerati come *ultima ratio* e non devono provocare distorsioni del mercato o costituire degli ostacoli al commercio internazionale. La decisione pro o contro un determinato meccanismo delle capacità negli Stati membri deve basarsi su una valutazione della «System Adequacy» nell'UE, in modo che possa essere implementato solo in caso di comprovati problemi nella sicurezza dell'approvvigionamento e tenendo conto del quadro europeo. Potranno partecipare anche offerenti stranieri e il metodo applicato dovrà essere approvato dall'ACER. Un mercato delle capacità non dovrà avere un carattere permanente e necessiterà di un'approvazione ogni cinque anni. In caso di problemi comprovati nella sicurezza dell'approvvigionamento gli Stati membri dovranno considerare in via prioritaria l'introduzione di una riserva strategica, da detenere al di fuori del mercato.

Sicurezza dell'approvvigionamento e prevenzione dei rischi

Un nuovo regolamento sulla preparazione ai rischi³⁹ prevede piani di preparazione ai rischi nazionali vincolanti redatti ogni tre anni sulla base di scenari regionali unitari e che comprendono una parte nazionale e una regionale. In aggiunta ai piani di preparazione ai rischi nazionali la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E) effettuerà valutazioni stagionali della «System Adequacy» in tutta Europa (gli Stati terzi verranno esplicitamente inclusi) al fine di poter meglio stimare la probabilità che si verifichino crisi a breve-medio termine.

Rilevanza del diritto UE nel caso di stipula di un accordo sull'energia elettrica

Qualora venisse stipulato l'accordo sull'energia elettrica, per il quale sono in corso i negoziati tra la Svizzera e l'UE, il diritto dell'UE che disciplina il mercato interno dell'energia elettrica diventerebbe immediatamente vincolante anche per la Svizzera, così come le norme in materia di aiuti statali. La presente revisione della LAEI non costituisce il progetto svizzero di attuazione dell'accordo sull'energia elettrica, che però si renderebbe necessario nel quadro di un accordo. L'eventuale coordinamento con il progetto di revisione oggetto del presente affare dovrà avvenire a tempo debito,

³⁸ Proposta della Commissione europea del 23 febbraio 2017 per un regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), COM(2016) 861 finale.

³⁹ Proposta della Commissione europea del 30 novembre 2016 per un regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE, COM(2016) 862 finale.

ossia quando ci sarà sufficiente chiarezza in merito ai tempi e ai contenuti dell'accordo sull'energia elettrica. Nonostante non costituisca quindi il progetto di attuazione di un accordo, al fine di evitare il più possibile adattamenti successivi, il presente avamprogetto deve essere in gran parte conforme al diritto dell'UE. Per quanto riguarda i singoli provvedimenti non è possibile stabilire se ognuno di essi è conforme al diritto dell'UE o meno. I negoziati relativi all'accordo sull'energia elettrica rappresentano il contesto nel quale chiarire tali questioni.

In relazione all'UE sono inoltre rilevanti le seguenti novità previste:

- *apertura completa del mercato e servizio universale*: secondo l'avamprogetto l'adeguatezza nel servizio universale è verificata in base all'analisi di prezzi comparativi (il riferimento è dato dai prezzi di mercato e non dai costi di produzione). Grazie alle nuove possibilità di scelta per i consumatori finali, la ElCom non dovrà procedere a una verifica sistematica. Inoltre sarà interessante anche un altro elemento del servizio universale, ossia il prodotto standard costituito da energie rinnovabili indigene. Bisogna mostrare all'UE che questo prodotto standard rappresenta un contributo per la promozione delle energie rinnovabili e costituisce un intervento minimo nel mercato, poiché i fornitori del servizio universale sono liberi di offrire altri prodotti, ad esempio più convenienti, e i consumatori finali hanno la possibilità di scegliere questi altri prodotti (dello stesso fornitore del servizio universale) oppure di cambiare fornitore. Se inserito nel sistema globale «apertura del mercato/servizio universale» questo elemento appare compatibile con il diritto dell'UE. In occasione di una prima discussione circa la prevista organizzazione del servizio universale, l'UE non ha criticato in alcun modo questo elemento, mentre ha ritenuto importanti i termini per il cambio che devono essere stabiliti dal Consiglio federale (cfr. art. 13a). Conformemente al diritto UE i termini previsti dalla normativa proposta, ossia la possibilità di passare al servizio universale (o uscire da questo) una volta all'anno, sono considerati troppo lunghi. È da notare tuttavia che in alcuni Stati membri si applicano anche termini diversi e più lunghi.
- Secondo la prassi dell'UE attualmente per la *riserva di stoccaggio* sono applicabili le norme in materia di aiuti statali. Sinora l'UE ha autorizzato tutti i mercati delle capacità, che comprendono tutte le forme di riserve strategiche, in alcuni casi dopo aver apportato delle modifiche; tuttavia le norme si stanno inasprendo sensibilmente. La Svizzera dovrà in particolare provare l'esistenza di un fabbisogno e potrà rinviare al carattere generale della riserva, che deve essere intesa come uno strumento assicurativo.

L'apertura completa del mercato nell'UE è realtà dal 2007, anche se l'attuazione presenta notevoli differenze nei singoli Stati. In alcuni casi – contrariamente alle disposizioni e alle proposte della Commissione europea – sono state conservate regolazioni delle tariffe. La maggior parte degli Stati ha mantenuto un mercato «Energy Only», anche se molti hanno introdotto in via complementare anche mercati delle capacità o riserve strategiche. Il diritto che disciplina il mercato interno dell'energia elettrica dell'UE presenta ancora numerosi ambiti non disciplinati, ad esempio gli Stati membri possono decidere se liberalizzare o meno il settore della metrologia: alcuni Stati lo hanno fatto (ad es. la Germania), mentre tanti altri no. Attualmente l'UE ha emanato

norme riguardanti lo smart metering (come in Svizzera a seguito della Strategia energetica 2050).

1.7 Attuazione e valutazione

Nel diritto in materia di approvvigionamento elettrico assume un ruolo essenziale il principio di sussidiarietà che deve essere mantenuto anche nell'attuazione del presente avamprogetto. Se necessario il Consiglio federale 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 LAEI): così facendo viene rispettato il principio di sussidiarietà. L'articolo 3 capoverso 1 LAEI stabilisce che nell'attuazione della legge la Confederazione collabora in particolare con le organizzazioni economiche. I processi, gli accordi, le conoscenze e le strutture esistenti devono essere sfruttati al meglio. Le misure volontarie del settore volte a raggiungere gli obiettivi della LAEI vengono considerate sia nell'emanazione di nuove norme (ad es. a livello di ordinanza) sia nell'esecuzione. Per quanto possibile e se necessario tali misure e accordi del settore verranno ripresi anche nel diritto esecutivo.

In generale 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 LAEI accettati a livello generale. Ciò ha una rilevanza pratica in particolare nell'attuazione dell'apertura completa del mercato: il settore deve elaborare nella pratica in particolare soluzioni volte a garantire un accesso alla rete senza discriminazioni. Nel fare ciò bisogna garantire un accesso alla rete per i piccoli consumatori finali non eccessivamente complicato da ostacoli amministrativi, tecnici o legati ai costi e l'assenza di svantaggi per i nuovi fornitori che si affacciano sul mercato. Le condizioni da soddisfare affinché i nuclei familiari e le piccole imprese possano effettivamente scegliere liberamente il proprio fornitore sono totalmente diverse dalle condizioni stabilite nella prima fase di apertura del mercato, in parte a livello di ordinanza e in parte negli accordi di settore. In particolare in un mercato completamente liberalizzato bisogna semplificare le modalità per il cambio del fornitore. In questo contesto è importante elaborare condizioni contrattuali applicabili alla massa e non discriminatorie per i fornitori e i consumatori finali nonché stabilire formati dei dati unitari e standardizzati. L'onere legato al cambio del fornitore per i consumatori finali dev'essere complessivamente limitato. Per quanto possibile i piccoli consumatori finali devono poter svolgere tutte le fasi connesse al cambio facendo riferimento a un unico interlocutore.

Il settore deve attivarsi anche in merito alla regolazione della flessibilità, ossia tenere conto del potenziale di utilizzazione della stessa nell'ambito della pianificazione della rete, e definirne in particolare i dettagli nonché i metodi concreti di formazione dei prezzi e di fruizione della flessibilità. Inoltre la regolazione di settore deve garantire che i titolari della flessibilità, nell'utilizzazione della stessa, non siano discriminati dai gestori della rete di distribuzione. Infine il settore stabilisce regole che tengano in debito conto gli effetti esterni prodotti dall'impiego della flessibilità su altri attori del mercato.

I provvedimenti proposti nel presente avamprogetto sono valutati attraverso gli affermati processi di analisi degli effetti della LAEI. In tutto ciò svolge un ruolo centrale la ElCom che in qualità di regolatore osserva gli sviluppi sui mercati elettrici e la situazione nel settore della sicurezza dell'approvvigionamento, reagendo se necessario di conseguenza. I risultati e le conclusioni del regolatore confluiscono nel rapporto sull'adeguatezza, efficacia e efficienza dei provvedimenti previsti nella LAEI che l'UFE redige periodicamente per il Consiglio federale (art. 27 cpv. 3 OAEI). In questo contesto si aggiunge la valutazione dello sviluppo dell'efficienza e dei costi nel settore delle reti nel quadro della regolazione Sunshine effettuata dall'UFE ogni quattro anni. Ciò costituisce per il Consiglio federale la base della propria decisione se sottoporre o meno al Parlamento un disegno per l'introduzione di una regolazione per incentivi.

1.8 Interventi parlamentari

Il Consiglio federale chiede lo stralcio del seguente intervento parlamentare:

2012 M 12.3253 Guadagni adeguati per la trasformazione del sistema energetico (N 15.6.12, Gasche; S 13.12.12)

La mozione chiede che per definire le tariffe dell'energia elettrica del servizio universale si considerino i prezzi di mercato e non più i costi di produzione o i contratti d'acquisto a lungo termine. Il Consiglio federale soddisfa tale richiesta attraverso l'apertura completa del mercato. Sulla base di prezzi comparativi delle offerte sul libero mercato e di altri criteri la ElCom verifica l'adeguatezza delle tariffe del servizio universale.

L'11 settembre 2018 il Consiglio nazionale ha accolto la mozione «Incentivare gli investimenti per il mantenimento a lungo termine degli impianti di produzione di energia elettrica svizzeri» (18.3000), approvata dal Consiglio degli Stati nella sessione primavera 2018. Così facendo il Parlamento ha incaricato il Consiglio federale di sottoporre, nel quadro della revisione della LAEI, delle proposte volte a creare incentivi per gli investimenti o i reinvestimenti finalizzati al mantenimento a lungo termine degli impianti di produzione di energia elettrica svizzeri, in particolare gli impianti idroelettrici, escludendo l'energia nucleare. Fatta salva quest'ultima condizione, la riserva dovrà essere neutrale sotto il profilo tecnologico e basata sui meccanismi di mercato. Viste le disposizioni in merito alle tempistiche, il Consiglio federale non può adempiere questo mandato nel quadro dell'avamprogetto per la consultazione prescindendo dal prodotto standard nel servizio universale. La scadenza prevista risulta dall'articolo 30 capoverso 5 LEnE, con cui il Parlamento ha incaricato il Consiglio federale di redigere entro il 2019 un disegno di atto normativo volto a introdurre un modello conforme al mercato per la forza idrica. Questo mandato è adempiuto dal Consiglio federale con il presente disegno di legge. Una proroga della procedura di consultazione non consentirebbe al Consiglio federale di approvare il relativo messaggio nel 2019.

Infine l'8 marzo 2018 il Consiglio nazionale ha accolto le mozioni «Revisione della LAEI. Introduzione di una riserva strategica» (17.3970) e «Mercato dell'energia elettrica 2.0. Seconda fase di liberalizzazione del mercato» (17.3971), non ancora trattate dal Consiglio degli Stati.

2 Commento ai singoli articoli

Art. 4 cpv. 1 lett. e, g, j, k, l e m

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 g* viene apportata una modifica puramente redazionale nella versione francese e in quella italiana.

Le nuove disposizioni di legge concernenti la metrologia (in particolare gli art. 17a e 17a^{bis}) introducono la libertà di scelta nel settore della misurazione di conteggio. Risulta pertanto importante un chiarimento terminologico delle diverse tipologie di misurazione. La misurazione di conteggio comprende sia l'esercizio delle stazioni di misurazione che la fornitura di servizi di misurazione; entrambi i termini vengono definiti per legge alle *lettere k e l*. La misurazione di conteggio viene effettuata a fini contabili e comprende le attività necessarie per rilevare i flussi di elettricità e la potenza elettrica nei punti di misurazione, in particolare per permettere di effettuare un conteggio corretto del corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

La misurazione di conteggio va distinta dalla misurazione operativa conformemente alla *lettera m*: per legge quest'ultima è definita come parte delle prestazioni di servizio relative al sistema (art. 4 cpv. 1 lett. g). La misurazione operativa comprende il rilevamento di dati di misurazione per la gestione operativa della rete, precisamente per garantire un esercizio sicuro della rete. Essendo svolta attraverso i dispositivi di misurazione nella rete del gestore di rete, la misurazione operativa non è separabile dall'esercizio della rete soggetto al regime di monopolio e quindi non è accessibile a terzi.

Art. 4a Prelievo di energia elettrica della rete a 16,7 Hz

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 ferrovie svizzere (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 introdotta a livello 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 e b vengono specificate le eccezioni, entrambe riguardanti l'esercizio di una centrale elettrica. La *lettera a* riguarda il prelievo di elettricità per l'esercizio di una centrale elettrica e corrisponde alla vigente norma dell'ordinanza (art. 1 cpv. 3 lett. b OAEI). Già l'articolo 4 capoverso 1 lettera b statuisce che 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 da considerare come consumo finale (e pertanto non vi è il pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete). 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 equiparare le centrali alimentate dalla rete a 16,7 Hz alle restanti centrali elettriche, la revisione chiarisce che in questo caso non si tratta di consumo finale. La *lettera b* 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 l'energia desiderata 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. Se invece dovesse pompare «normalmente» e successivamente turbinare, non dovrebbe versare 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 «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 due casi operativi menzionati. Per questa ragione la lettera b 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.

Data la non comparabilità che si produrrebbe con gli impianti di produzione a 50 Hz, sulla base del *capoverso 2* il Consiglio federale può disporre che il trattamento privilegiato secondo il *capoverso 1* lettera a sia applicato solamente se entro un determinato periodo l'elettricità è reimmessa nella rete a 50 Hz (in un quantitativo uguale o diverso). Esso può inoltre 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^{bis} 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. 5 cpv. 2

La nuova formulazione chiarisce che l'attribuzione di un comprensorio da parte dei Cantoni è collegata non solo all'esercizio della rete, ma anche all'obbligo di fornitura del servizio universale: il gestore della rete di distribuzione locale è anche responsabile del servizio universale nel relativo comprensorio. Nell'assegnazione dei comprensori, in cui in linea di principio devono essere garantite le strutture di proprietà e d'esercizio preesistenti, sempre che queste non ostacolino un adempimento dei compiti conforme alla legge⁴⁰, i Cantoni devono quindi verificare in particolare anche l'idoneità dei rispettivi operatori all'erogazione del servizio universale.

Art. 6 Servizio universale

L'*articolo 6* costituisce il fulcro dell'apertura completa del mercato (già impostata dal Parlamento nella LAEl). 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: il termine «tariffario per l'energia elettrica» o «tariffa dell'energia elettrica» sinora utilizzato talvolta come iperonimo per le diverse tariffe (energia e rete), si riferisce ora esclusivamente alla parte dell'energia. Per questa ragione viene meno il riferimento ai livelli di tensione, giustificato solamente nel caso della tariffa per l'utilizzazione della rete (cfr. art. 14 cpv. 3 lett. c). Inoltre la pubblicazione delle diverse tariffe è disciplinata a livello centrale nell'articolo 12 capoverso 1. Non ha effetti concreti la cancellazione del capoverso 5, inserito nel quadro della Strategia energetica: la norma relativa al consumo proprio va osservata anche senza il rimando parentetico, sia nel servizio universale sia dal punto di vista dell'esercizio della rete.

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 a loro scelta o nel servizio universale dal gestore della rete di distribuzione locale. Dalla formulazione 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 indigena e prevalentemente, o addirittura esclusivamente, rinnovabile. La quota minima di energia rinnovabile è fissata a livello di ordinanza (cfr. anche cpv. 4 lett. b). Al fine di provare l'origine e la qualità ecologica dell'elettricità fornita, servono garanzie di origine (art.

⁴⁰ Sentenza del Tribunale federale 2C_237/2014 del 16 luglio 2014 consid. 5.7.

9 LEn). Le garanzie, non liberamente negoziabili, degli impianti partecipanti al sistema d'immissione di elettricità, come già ora (cfr. art. 4 cpv. 5 dell'ordinanza sull'energia del 1° novembre 2017⁴¹ [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 dell'energia elettrica del servizio universale devono continuare a basarsi sul profilo di consumo, al fine di escludere un vantaggio o uno svantaggio intenzionale per i consumatori finali in regime di consumo proprio. Il *secondo periodo* si distacca dalla precedente norma relativa ai costi di produzione: viene di conseguenza eliminato l'obbligo di tenere una contabilità per unità finali di imputazione. Ora le tariffe dell'energia elettrica sono considerate adeguate se rientrano nel quadro dei prezzi di mercato di prodotti elettrici comparabili (i cosiddetti prezzi di mercato comparativi), ossia in particolare dei prezzi per i consumatori finali nel corrispondente segmento di clienti. Anche i prezzi all'ingrosso possono offrire dei punti di riferimento. 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 (in futuro ciò presuppone una corrispondente decisione da parte della ElCom) attraverso adeguate riduzioni delle tariffe dell'energia elettrica. Diversamente la ElCom, sulla base dell'articolo 22 capoverso 2 lettera b, dispone una diminuzione delle tariffe dell'energia elettrica. 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 base al *capoverso 4 lettera a* il Consiglio federale stabilisce le modalità per la determinazione dei prezzi di mercato comparativi e di conseguenza può prevedere ad esempio che anche i prezzi di mercato esteri fungano da metro di paragone. Ciò potrebbe risultare rilevante soprattutto nella fase iniziale, nel caso in cui a livello nazionale gli indici rappresentativi disponibili non siano sufficienti per determinare i prezzi rilevanti. Per quanto concerne la quota minima di energia rinnovabile del prodotto elettrico standard – da stabilire conformemente alla *lettera b* – si prevede che aumenti progressivamente in parallelo al raggiungimento degli obiettivi per l'incremento della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili (art. 2 LEn), con la possibilità di raggiungere il 100 per cento.

⁴¹ RS 730.01.

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. commenti all'art. 13c). Pur non essendo l'approvvigionamento sostitutivo assoggettato a vincoli tariffari, se il gestore della rete di distribuzione abusa della propria posizione di fornitore unico dell'approvvigionamento sostitutivo, la ElCom può vietare le condizioni commerciali inadeguate, in particolare gli abusi tariffari (art. 22 cpv. 2 lett. c). Come valori di riferimento in questo caso si possono adottare, ad esempio, le tariffe del servizio universale e gli attuali prezzi del mercato spot. Questi ultimi costituiscono un punto di riferimento circa le condizioni alle quali nel periodo in questione sarebbero erogabili quantità di energia elettrica a breve termine.

Art. 8 cpv. 1^{bis}

Poiché i gestori di rete possono attuare completamente i provvedimenti volti a garantire l'esercizio sicuro della rete (art. 8 cpv. 1 lett. a) solamente con il sostegno di altri attori, il capoverso 1^{bis} specifica che devono essere sostenuti in tal senso dai soggetti allacciati alla loro rete. 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 2004⁴² concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico). Pertanto il capoverso 1^{bis} non comprende in particolare i provvedimenti volti a evitare pericoli e danni a persone o cose, adottati nel rispetto della legge del 24 giugno 1902⁴³ sugli impianti elettrici e delle relative disposizioni di esecuzione. Nell'attuazione pratica dell'obbligo di fornire un sostegno secondo il capoverso 1^{bis} occorre considerare in particolare le prescrizioni circa l'utilizzo della flessibilità (cfr. art. 17b^{bis}) nonché regolamenti, norme e raccomandazioni emanate da organizzazioni specializzate riconosciute. Il criterio dell'«essere allacciati alla rete» si estende non soltanto ai soggetti allacciati alla rete nel senso stretto del termine, ma anche, ad esempio, ai consumatori finali con un contratto di locazione o ai proprietari, a prescindere da chi ha stipulato il contratto di allacciamento alla rete con il gestore della rete di distribuzione. Rientrano inoltre nel campo di applicazione della disposizione anche i soggetti indirettamente allacciati alla rete, ad esempio i produttori di energia elettrica o i consumatori finali all'interno di una rete locale oppure di un raggruppamento ai fini del consumo proprio. Infine sono compresi anche altri gestori di rete allacciati alla rete del rispettivo gestore. Un obbligo di coordinamento

⁴² FF 2005 1447, qui 1484.

⁴³ RS 734.0.

tra i gestori di rete in senso generale risulta già dalla frase introduttiva dell'articolo 8 capoverso 1. 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 minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto vanno rispettate le disposizioni specifiche dell'articolo 20a.

Art. 8a Riserva di stoccaggio per situazioni di approvvigionamento critiche

Capoverso 1: la riserva di stoccaggio è aggiunta come elemento fisso agli strumenti esistenti al servizio della sicurezza dell'approvvigionamento. Non è uno strumento «dormiente», attivato solo negli anni in cui è possibile o probabile l'insorgere di un fabbisogno e non costituisce un provvedimento secondo l'articolo 9 LAEL. Essa ha il carattere di un'assicurazione; può essere prelevata per diversi motivi, ma non è in grado di sopperire a qualsiasi tipo di fallimento del mercato. 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). 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. Sebbene il prelievo della riserva possa essere necessario a breve termine, solitamente si delinea già con un certo anticipo (settimana, giorni).

La riserva di stoccaggio ha pertanto una soglia d'entrata elevata, ma comunque inferiore alle misure previste dalla legge del 17 giugno 2016⁴⁴ sull'approvvigionamento economico del Paese (LAP), dove si presuppone una situazione di grave penuria. Tuttavia essa può far sì che gli strumenti della LAP non siano utilizzati oppure siano utilizzati successivamente, dopo che la riserva ha permesso di superare la situazione contingente. Gli organi responsabili della costituzione della riserva, ossia la ElCom e Swissgrid, devono trasmettere ai servizi competenti per la LAP le necessarie informazioni sulla riserva del rispettivo anno.

Con la riserva l'energia detenuta è ritirata dal mercato; pertanto la riserva non è in contrasto con quest'ultimo. Inoltre non si tratta di una riserva di capacità, bensì di una riserva di energia (detenzione di energia). Oltre all'obbligo di detenzione dell'energia non vi è un ulteriore obbligo di detenzione di potenza: questa piuttosto può essere impiegata sul mercato.

Il *capoverso 2* disciplina la partecipazione alla riserva che in linea di principio è neutrale sotto il profilo tecnologico, ma indigena. Gli impianti più indicati a partecipare alla riserva sono le grandi centrali idroelettriche, ma anche ad esempio gli impianti di

⁴⁴ RS 531.

incenerimento dei rifiuti o le grandi batterie. In futuro potrebbe esserci un'apertura al Demand Side Management (DSM). Non è previsto un obbligo di partecipazione. È comunque improbabile che alla gara pubblica non partecipi nessun gestore o che tra i gestori partecipanti non ve ne sia uno idoneo.

Capoverso 3: la costituzione della riserva è compito da un lato della ElCom, che ne definisce i valori di riferimento e stabilisce importanti specifiche preliminari, e dall'altro a Swissgrid che si occupa della sua amministrazione e degli aspetti operativi (cpv. 4). Il principale elemento definito dalla ElCom (d'intesa con Swissgrid) riguarda il dimensionamento esatto della riserva, ossia la determinazione dell'entità della riserva, ricavabile dalle disposizioni del Consiglio federale – in base alle esigenze e alle circostanze del rispettivo anno. Essa stabilisce il periodo di detenzione, ad esempio da metà marzo a metà maggio, e i valori di riferimento per la gara pubblica, che possono valere anche per più anni. Inoltre occorre stabilire in anticipo delle linee guida per i diversi pagamenti relativi alla riserva: oltre al compenso per la detenzione, determinato attraverso la gara pubblica, vi sono l'indennizzo in caso di prelievo e le multe (ossia le penali per chi non rispetta gli obblighi di detenzione della riserva). Per entrambe queste voci la ElCom definisce un quadro generale affinché Swissgrid (cpv. 4) possa determinare con esattezza gli importi corretti a seconda del caso. La ElCom può altresì prevedere limiti massimi al compenso per la detenzione nel caso in cui non si raggiunga una situazione di reale concorrenza (a causa del numero troppo esiguo di offerenti).

Capoverso 4: nel quadro normativo costituito da legge, ordinanza e definizioni della ElCom, Swissgrid è responsabile dell'amministrazione della riserva, che in linea di massima avviene analogamente all'acquisto delle PSRS. Swissgrid deve inoltre stabilire specifiche preliminari, che precisano quelle della ElCom, se presenti. In primo piano vi sono i criteri di aggiudicazione e i criteri d'idoneità, incentrati soprattutto sugli aspetti tecnici ed eventualmente anche locali. Secondo il capoverso 2 in linea di principio il numero dei partecipanti è aperto, ma può essere circoscritto attraverso i criteri d'idoneità. Dopodiché Swissgrid indice la gara pubblica vera e propria attraverso la quale si selezionano i partecipanti. È possibile prevedere fin dall'inizio una partecipazione per più anni, ad esempio anche solo per una parte della riserva. Spetta a Swissgrid o all'impostazione della gara d'appalto annuale e all'esito della gara, stabilire quanti gestori di impianti di stoccaggio includere nella riserva; sono possibili anche soluzioni di pooling. Come usuale, nel quadro della gara pubblica si stabilisce anche il compenso versato ai gestori per la detenzione della riserva (il cui importo è nel contempo anche un importante criterio di aggiudicazione). Gli accordi da stipulare con i gestori dovrebbero essere quanto più uniformi possibile, a meno che non si tenga conto delle specificità di un partecipante. Anche la collaborazione tra Swissgrid e i partecipanti si basa sull'accordo. Inoltre per il funzionamento del sistema potrebbero essere necessarie disposizioni superiori, anch'esse di competenza della ElCom (art. 22). Spesso la ElCom viene informata da Swissgrid circa fattispecie che rendono necessaria la disposizione di provvedimenti.

Il *capoverso 5* descrive la procedura in più fasi e come di regola si manifesta il caso di fabbisogno (mancata compensazione del mercato, poiché il potenziale dell'energia di regolazione disponibile sul mercato è esaurito); un caso eventualmente ipotizzabile è anche quello del «ridispacciamento». Per quanto riguarda lo svolgimento, all'inizio

si osserva la situazione dell'approvvigionamento, il che comprende la verifica del rispetto degli obblighi di detenzione da parte di Swissgrid. Si tratta di un compito non sempre facile, ad esempio nel caso di centrali partner, che presuppone un livello adeguato di conoscenze da parte della società di rete. Sia nella fase preparatoria sia nel periodo in cui è autorizzato il prelievo i gestori sono quindi tenuti alla trasparenza e a fornire informazioni ed eventualmente a concedere l'accesso ai propri impianti (cpv. 6 lett. c) a Swissgrid e, se necessario, anche alla ElCom. La procedura vera e propria, suddivisa in due fasi, prevede l'autorizzazione al prelievo della riserva e il prelievo della riserva. Questa procedura viene attivata soltanto se il prelievo della riserva appare probabile. L'autorizzazione è rilasciata dalla ElCom e consente a Swissgrid di ordinare il prelievo della riserva in base alle valutazioni d'obbligo. Nel caso di autorizzazione al prelievo, l'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese (UFAE) non deve essere coinvolto, ma naturalmente deve esserne informato. Nei casi più urgenti, tuttavia, deve essere possibile il prelievo anche senza previa autorizzazione, disciplinato dal Consiglio federale (cpv. 6 lett. b). Nel caso di prelievo effettivo Swissgrid non preleva tutta l'energia, ma solamente quella necessaria. Inoltre non ordina il prelievo presso tutti i partecipanti alla riserva, ma può scegliere solamente quelli più adatti per fronteggiare il problema. Per svolgere questi compiti Swissgrid dispone di un determinato margine di manovra, ma agisce in modo non arbitrario e corretto. Nel caso di effettuazione del prelievo, questo è indennizzato separatamente, ossia in aggiunta al compenso per la detenzione della riserva. Al fine di scoraggiare i partecipanti 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. e). I relativi introiti possono essere utilizzati per gli indennizzi, mentre il compenso per la detenzione è finanziato attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

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 dell'approvvigionamento, i criteri per il dimensionamento della riserva, il cui elemento principale è dato dalla quantità della stessa. Esso può ad esempio stabilire un lasso di tempo, ad esempio due settimane, in cui il fabbisogno di elettricità svizzero deve poter essere soddisfatto in qualsiasi momento interamente dalle centrali nazionali. È poi importante lo svolgimento del prelievo (lett. b) che deve avvenire al termine 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), Swissgrid preleva l'energia mancante dalla riserva. In questo modo l'energia di 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 ovviamente non rappresenta un divieto all'esportazione. Al fine di evitare distorsioni occorre altresì fare attenzione al mercato delle PSRS. Si tratta della possibilità di uno scioglimento anticipato della riserva: in un determinato anno è possibile in via eccezionale stabilire, nel corso del periodo di detenzione della riserva, che la riserva non è più necessaria. In questo caso i gestori partecipanti devono

poter essere esonerati anticipatamente dall'obbligo di detenere la riserva, in modo che l'energia in questione possa ritornare sul mercato. La delega dovrebbe comprendere anche una norma per la restituzione del denaro già versato per la detenzione che tuttavia risulterebbe complicata e pertanto è da evitare, tanto più che lo scioglimento anticipato deve rappresentare l'eccezione. I gestori potranno quindi trattenere il compenso per la detenzione della riserva. Normalmente, ossia senza scioglimento anticipato della riserva, l'obbligo termina alla scadenza del periodo di detenzione. La lettera e disciplina i già citati obblighi di informazione e di concessione dell'accesso da parte dei gestori partecipanti; in linea di principio questi obblighi sono già sanciti per legge. Le informazioni riguardano – ad esempio per le centrali idroelettriche – i livelli dell'acqua, le curve livello/contenuto energetico, gli afflussi, gli orari di produzione o la suddivisione tra le centrali. Eventuali violazioni sono disciplinate dalle disposizioni penali. Come già citato, la riserva viene utilizzata per compensare uno o più gruppi di bilancio. Analogamente al meccanismo dell'energia di compensazione, un sensibile sovrapprezzo deve indurre a evitare per quanto possibile il ricorso alla riserva. Il Consiglio federale stabilisce attraverso criteri adeguati il quadro per questo sovrapprezzo (lett. e) e può incaricare Swissgrid di definire opportunamente il quadro dettagliato, ossia l'importo.

Art. 12 Informazione e fatturazione

In considerazione della libertà di scelta nel settore della misurazione di conteggio, i gestori di rete devono fissare anche le tariffe di misurazione (art. 17a^{bis}). Così come le tariffe per l'utilizzazione della rete e le tariffe dell'energia elettrica, anche questa tariffa deve essere pubblicata. Inoltre il *capoverso 1* specifica che i requisiti tecnici e aziendali minimi da pubblicare si riferiscono all'allacciamento alla rete. Questo chiarimento non cambia nulla nell'attuale senso della legge (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004⁴⁵ concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico).

Secondo il *capoverso 2* il Consiglio federale può disporre che i gestori della rete di distribuzione incaricati del servizio universale e i fornitori di energia elettrica nel libero mercato comunichino determinate caratteristiche dei prodotti elettrici offerti, ad esempio indicando il mix elettrico previsto (origine e vettore energetico), una suddivisione delle diverse componenti del corrispettivo (in particolare le singole componenti tariffarie) o raffigurando determinate modalità contrattuali (ad es. condizioni di pagamento, termini di disdetta). Questa disposizione è rilevante in particolare considerando l'articolo 6 capoverso 2, secondo il quale il prodotto standard nel servizio universale deve presentare una quota minima di energie rinnovabili stabilita dal Consiglio federale.

La nuova formulazione del capoverso 2 (ora *capoverso 3*) è dovuta alle modifiche nel settore della metrologia. Per motivi di trasparenza, anche per la misurazione di conteggio il compenso richiesto deve essere esposto separando quello per l'esercizio delle stazioni di misurazione da quello per i servizi di misurazione.

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

⁴⁵ FF 2005 1447, qui 1484.

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), per ragioni tecniche di sistema nella prassi non è attuabile. 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*, attraverso le disposizioni di esecuzione il Consiglio federale crea il quadro normativo necessario per uno svolgimento senza problemi dei diversi processi di cambio. In particolare 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 determinanti. Nel servizio universale 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 dell'energia elettrica dovuto alla scarsa pianificabilità; cambi troppo frequenti infatti non permetterebbero al fornitore del servizio universale di organizzarsi adeguatamente, costringendolo a effettuare costosi acquisti. Per quanto riguarda i contratti di fornitura di energia elettrica stipulati dai piccoli consumatori, il Consiglio federale deve prevedere perlomeno la possibilità di disdetta alla fine di ogni anno, nel rispetto di un determinato termine; diversamente il rientro nel servizio universale non potrebbe avvenire, così come ipotizzato, all'inizio di ogni anno civile. Nell'approvvigionamento sostitutivo appare ragionevole che già dopo un mese i consumatori finali possano scegliere di rientrare nel libero mercato o passare al servizio universale. In questo caso è ragionevole 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). Inoltre il Consiglio federale può assegnare agli operatori coinvolti anche dei compiti necessari allo svolgimento dei processi di cambio (ad es. l'attribuzione di obblighi di notifica).

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* vieta un'attribuzione individuale dei costi, per evitare che i gestori della rete di distribuzione ostacolino l'accesso al mercato addebitando i costi di cambio. Il cambio del fornitore nel libero mercato o il passaggio dal mercato al monopolio (approvvigionamento sostitutivo e servizio universale) e viceversa possono generare 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 dell'energia elettrica o delle condizioni dell'approvvigionamento sostitutivo.

Art. 14 Rubrica nonché cpv. 3 frase introduttiva, 3^{bis} e 3^{ter}

Così come le tariffe dell'energia elettrica 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*.

Il *capoverso 3^{bis}* concretizza le disposizioni tariffarie generali (cfr. art. 14 cpv. 3 lett. a–e) per i consumatori finali nei centri di consumo utilizzati tutto l'anno e allacciati al livello di rete più basso (livello di rete 7). Un disciplinamento a livello di legge è opportuno in quanto si tratta di tariffe per l'utilizzazione della rete dei consumatori finali abituali. La concretizzazione riguarda la ponderazione delle diverse componenti, ossia quelle legate al lavoro, alla potenza e di base. Secondo la *lettera a* le tariffe per l'utilizzazione della rete per i consumatori finali senza misurazione della potenza devono presentare una componente di lavoro pari ad almeno il 50 per cento. Se per questo segmento di consumatori finali il gestore di rete crea diversi gruppi di clienti, esso deve applicare la componente di lavoro in modo uniforme, ossia nella stessa misura per tutti i gruppi di clienti. Se invece è installata una misurazione della potenza – e ciò sarà sempre più frequente con i sistemi di misurazione intelligenti (cfr. art. 17a cpv. 2), la componente di lavoro può essere ponderata anche in una percentuale inferiore al 50 per cento. Tuttavia per i consumatori con un consumo annuo inferiore a 50 MWh la componente di lavoro di cui alla *lettera b* deve essere unitaria, affinché i clienti in regime di consumo proprio considerati complessivamente non risultino svantaggiati rispetto a una tariffa per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro pari al 50 per cento. Questa disposizione non è legata a un diritto di opzione dei consumatori finali: nella tariffa di rete si tratta piuttosto di fissare incentivi mirati verso un comportamento al servizio della rete. Sia secondo la *lettera a* sia secondo la *lettera b* deve essere uniforme solo la componente di lavoro; il rapporto tra componente legata alla potenza e componente di base può essere differente a seconda del gruppo di clienti.

Il contenuto normativo del precedente *capoverso 3^{bis}* è trasferito nel *capoverso 3^{ter}*. La lieve riformulazione – 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^{ter}* 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 2004⁴⁶ concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico). Fatte salve le competenze dei Cantoni, anche tale fatturazione individuale dei costi può essere soggetta a verifica da parte della ElCom.

⁴⁶ FF 2005 1447, qui 1492.

Art. 15 cpv. 1, 2 lett. a e d, 3 lett. b e 3^{bis} lett. a e d

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 (Weighted Average Cost of Capital), 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 stoccaggio e l'utilizzazione della flessibilità si ripercuotono sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Per quanto riguarda la computabilità, nei rispettivi casi si applicano naturalmente i criteri di cui al *capoverso 1*. Nel caso della riserva di stoccaggio sono compresi solo i costi derivanti dal compenso per la detenzione (e non quelli per l'indennizzo in caso di prelievo) e nel caso della flessibilità solo i costi per la flessibilità al servizio della rete.

La modifica del *capoverso 3^{bis} lettera a* è legata alla libertà di scelta prevista nel settore della misurazione di conteggio. La computabilità dei costi sostenuti dal gestore della rete di distribuzione nel quadro dell'adempimento dell'obbligo legale di misurazione di conteggio è ora disciplinata in modo separato nell'articolo 17^a^{bis} *capoverso 3*, poiché non si tratta di costi di rete, bensì di costi di misurazione, addebitati attraverso le tariffe di misurazione (art. 17^a^{bis} cpv. 2). Sempre a seguito della libertà di scelta introdotta nel settore della metrologia, non è più possibile sancire a livello di ordinanza come computabili determinati costi per la sensibilizzazione nel settore della riduzione del consumo. Per ragioni sistematiche e per maggiore chiarezza, la clausola d'eccezione prima contenuta nel *capoverso 1* viene ora trasferita nella nuova *lettera b*.

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. 17a Competenza per la misurazione

Le nuove disposizioni concernenti la metrologia introducono diritti di scelta sanciti per legge nel settore della misurazione di conteggio (esercizio delle stazioni di misurazione e servizi di misurazione); i grandi consumatori finali, i grandi produttori di energia elettrica e i gestori di grandi impianti di stoccaggio hanno diritto di scegliere liberamente un offerente. Lo svolgimento della misurazione di conteggio presso i piccoli clienti che fruiscono di servizi di metrologia spetta invece esclusivamente al gestore della rete di distribuzione locale.

Il *capoverso 1* designa i compiti dei gestori di rete nel settore della metrologia che comprendono, oltre alla misurazione operativa, anche la designazione e la gestione dei punti di misurazione. Con questo s'intende in particolare l'assegnazione, la registrazione e la documentazione dei punti di misurazione, ma non la gestione dei dati di base (ad es. nome del consumatore finale o del produttore), che è compresa nei servizi

di misurazione. I gestori di rete sono inoltre responsabili della misurazione di conteggio, a meno che i clienti liberi che fruiscono di servizi di metrologia esercitino il diritto di opzione concesso loro per legge, sia per l'esercizio delle stazioni di misurazione sia per i servizi di misurazione o per entrambi.

Il *capoverso 2* assegna ai consumatori finali con un consumo annuo pari ad almeno 100 MWh nonché ai produttori di energia elettrica e ai gestori di impianti di stoccaggio con una potenza allacciata superiore a 30 kVA il diritto di scegliere liberamente il gestore delle stazioni di misurazione e/o il fornitore dei servizi di misurazione. Come per il diritto di accesso alla rete, anche questo diritto di opzione riguarda solamente i rispettivi punti di misurazione. Un'azienda che dispone di diversi centri di consumo, produzione o stoccaggio, può esercitare il diritto di opzione soltanto per i punti di misurazione che soddisfano i requisiti in tal senso. Se i clienti che fruiscono di servizi di metrologia con diritto di opzione non esercitano tale diritto, la misurazione di conteggio deve essere eseguita dal gestore di rete locale che in questo caso non è vincolato alle tariffe di misurazione pubblicate (art. 17a^{bis} cpv. 4).

In base al *capoverso 3* il Consiglio federale può prevedere che, una volta ottenuto, il diritto di opzione sia mantenuto a prescindere da una successiva modifica del consumo annuo o della potenza allacciata. Si pensi ad esempio al caso di un consumo inferiore solo temporaneamente alla soglia dei 100 MWh. Secondo la *lettera a* il Consiglio federale può disciplinare i processi di cambio nel settore della misurazione di conteggio; si tratta in particolare di disciplinare gli obblighi di comunicazione nonché le scadenze e i termini da rispettare in caso di cambio del fornitore. La *lettera b* contiene una base legale per l'imputazione dei costi. In base ad essa il Consiglio federale potrebbe ad esempio imporre al gestore delle stazioni di misurazione scelto di sostenere i costi per la disinstallazione del dispositivo di misurazione precedentemente utilizzato dal gestore della rete di distribuzione. Oppure potrebbe stabilire che un gestore di rete non più in grado di utilizzare in altro modo il dispositivo disinstallato a causa dei requisiti tecnici (cfr. art. 17a) possa redistribuire i relativi costi attraverso un ammortamento speciale nel settore dei costi di rete.

Art. 17a^{bis} Compenso per la misurazione e tariffe di misurazione

Secondo il diritto vigente i gestori di rete traslano i costi della misurazione di conteggio sostenuti nel quadro dell'adempimento dei compiti previsti dalla legge alla totalità dei consumatori finali del proprio comprensorio attraverso il corrispettivo per l'utilizzazione della rete – un'eccezione è prevista nell'articolo 31e capoverso 4 secondo periodo OAEL. 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 quelli di altri clienti che fruiscono di servizi di metrologia. Così facendo i produttori che conformemente al principio del punto di prelievo (art. 14 cpv. 2) non versano il corrispettivo per l'utilizzazione della rete non sarebbero incentivati a scegliere un altro fornitore di servizi di misurazione.

Un'imputazione dei costi basata sul principio di causalità presuppone due elementi. In primo luogo i costi che il gestore di rete sostiene nel quadro dell'esecuzione obbligatoria della misurazione di conteggio devono essere esposti separatamente. Questa separazione tra costi di rete e costi di misurazione si concretizza al livello del calcolo dei costi (cfr. art. 7 cpv. 3 OAEI). In secondo luogo i costi della misurazione di conteggio esposti separatamente non possono (più) essere traslati attraverso la tariffa per l'utilizzazione della rete e il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Essi devono piuttosto essere addebitati in modo mirato ai clienti che fruiscono di servizi di metrologia che effettivamente utilizzano l'offerta di prestazioni del gestore di rete prevista per legge.

In questo senso secondo i *capoversi 1 e 2* i gestori della rete di distribuzione stabiliscono tariffe di misurazione basate sui costi per la durata di un anno – come nel caso delle tariffe per l'utilizzazione della rete e delle tariffe dell'energia elettrica. Attraverso queste essi possono determinare il compenso dovuto per la misurazione in base ai costi computabili. I gestori di rete fissano tariffe di misurazione diverse a seconda dello strumento di misurazione e della tipologia del servizio di misurazione. Per il resto, nell'imputazione dei costi si attengono al principio di causalità, il che comporta la possibilità, tra le altre cose, di sfruttare eventuali effetti sinergici (installazione, trasmissione dei dati ecc.) presso i clienti che fruiscono di servizi di metrologia con più punti di misurazione.

Secondo il *capoverso 3* il compenso per la misurazione non può superare i costi d'esercizio e i costi del capitale computabili. La computabilità si giudica attraverso i criteri dell'affidabilità e dell'efficienza. Come nel caso dei costi di rete, il Consiglio federale stabilisce l'adeguato ammontare del rendimento del capitale proprio (WACC) per eventuali investimenti nel settore della misurazione di conteggio. La computabilità dei costi di misurazione, l'ammontare delle tariffe di misurazione e il compenso per la misurazione sono assoggettati 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 attraverso un corrispondente adeguamento tariffario.

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.

Il *capoverso 4* chiarisce che le tariffe di misurazione non si applicano ai grandi clienti che fruiscono di servizi di metrologia che non esercitano il diritto di opzione previsto per legge. Nei loro confronti il gestore della rete di distribuzione può fissare liberamente le tariffe.

Art. 17a^{ter} Sistemi di misurazione intelligenti

Con la revisione della LAEI nel quadro della revisione totale della LENE, 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 esso potrà estendere anche ai gestori delle stazioni di misurazione e ai fornitori dei servizi di

misurazione operanti sul libero mercato l'obbligo, a partire da un determinato momento, di utilizzare, esclusivamente o prevalentemente, sistemi di misurazione intelligenti presso tutti o determinati clienti che fruiscono di servizi di metrologia. Il Consiglio federale può eventualmente strutturare un diverso quadro temporale per i diversi operatori. In base alle nuove disposizioni relative alla metrologia (art. 17a e 17a^{bis}) la disposizione precedentemente contenuta nell'articolo 17a è compresa nell'articolo 17a^{ter}.

Art. 17b^{bis} Utilizzo della flessibilità

Le nuove norme della LAEI in materia di flessibilità si limitano a principi fondamentali. I capoversi 1 e 3 contengono principi generali e i capoversi 2 e 4 riguardano l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete.

Il *capoverso 1* statuisce a chi «appartiene» la flessibilità e contiene quindi la principale norma di base. La legge stabilisce che i titolari della flessibilità sono i produttori, i consumatori finali e i gestori degli impianti di stoccaggio. In base a questo diritto si ricavano diversi altri diritti, ad esempio i titolari possono decidere a chi e in che modo concedere l'utilizzo della flessibilità oppure che nessuno possa esigere tale utilizzo contro la loro volontà. Un'eccezione è contenuta nel capoverso 4 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, e quindi anche alla flessibilità al servizio del mercato o del sistema. In merito a questi settori la legge prevede solamente che l'utilizzazione della flessibilità sia assoggettata al diritto contrattuale e nient'altro. Gli operatori sono quindi liberi di stipulare contratti con i titolari della flessibilità. Naturalmente sono possibili anche dei raggruppamenti (pooling). Il Consiglio federale può specificare ulteriori aspetti della titolarità.

Il *capoverso 2* concerne il contratto per l'utilizzo al servizio della rete da parte dei gestori della rete di distribuzione per l'esercizio delle loro reti. In questo caso il gestore della rete di distribuzione è chiamato in causa esclusivamente nella sua funzione di gestore di rete e non di fornitore o produttore di energia elettrica. Nell'utilizzo della flessibilità nel quadro dell'esercizio della rete è preso in considerazione sin dall'inizio solamente un utilizzo al servizio della rete; un altro tipo di utilizzo contrasta con il principio della disgiunzione (art. 10 cpv. 1 LAEI). Il fatto che i gestori della rete di distribuzione possono sfruttare la flessibilità al servizio della rete significa nel contempo che non possono utilizzarla per altri scopi. Per via dell'utilizzazione della rete o dell'allacciamento, tra il gestore della rete di distribuzione e il produttore o il consumatore finale esiste comunque un contratto (contratto di utilizzazione della rete). Risulta quindi opportuno integrare l'accordo sulla flessibilità in questo contratto, ma rimane comunque una libera scelta delle parti. Esse stabiliscono gli utilizzi della flessibilità e gli accessi alla flessibilità consentiti, i requisiti e gli strumenti attuativi dell'accesso (ad es. applicazioni intelligenti) e l'ammontare dell'indennizzo. Se il Consiglio federale dovesse emanare ulteriori disposizioni (cfr. cpv. 5), questo ridurrebbe il margine di manovra dei partner contrattuali. Per quanto concerne gli strumenti attuativi, ossia i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, esistono già delle disposizioni. L'articolo 17b capoverso 3 presuppone per il loro impiego il consenso sia dei consumatori finali sia dei produttori (opt-in). 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.

In un contratto per l'utilizzazione della flessibilità al servizio della rete i gestori della rete di distribuzione sono generalmente in una posizione dominante, essendo i responsabili dell'elaborazione e della proposta delle condizioni contrattuali. Essi devono distinguere tra flessibilità concernente la produzione e flessibilità concernente il consumo. La necessità di applicare condizioni unitarie implica per i gestori della rete di distribuzione che stipulano contratti il maggior equilibrio possibile verso i titolari della flessibilità, eccetto nei casi in cui vi siano problemi di rete non risolvibili attraverso accessi alla flessibilità unitari. Se non venisse garantito questo equilibrio, la disposizione che impone condizioni contrattuali unitarie rimarrebbe solo teoria. Nei casi di «grande utilità per la rete» le condizioni contrattuali possono essere individuali o su misura. È il caso ad esempio di un centro di consumo che, date le grandi dimensioni o il consumo proporzionalmente elevato di elettricità (ad es. una grande cella frigorifera), apporta un grande contributo alla flessibilità. Il Consiglio federale può precisare questo concetto. Inoltre l'accesso alla flessibilità di un gestore della rete di distribuzione è limitato al suo comprensorio: è esplicitamente escluso un accesso a comprensori di terzi, in particolare a valle. I costi per l'utilizzazione della flessibilità sono computabili come costi di rete (cfr. i commenti all'art. 15 cpv. 2 lett. d).

Il *capoverso 3* contiene un ulteriore principio che crea una relazione con l'ampliamento della rete o altre misure riguardanti la rete, ottimizzazioni e potenziamenti della rete. L'articolo 9b⁴⁷ deciso nel quadro della Strategia reti elettriche stabilisce già una determinata gerarchia tra i principi di pianificazione della rete: di regola, la rete può essere ampliata solamente se la garanzia di una rete sicura, performante ed efficiente non può essere raggiunta attraverso un'ottimizzazione o un potenziamento (principio NOVA). L'utilizzazione della flessibilità s'inserisce in questa struttura: se risulta più efficiente deve essere prioritaria rispetto ad altri provvedimenti. La decisione deve essere presa sempre dopo una ponderazione generale degli interessi, il che rappresenta complessivamente la scelta più vantaggiosa. La flessibilità dunque, tra le altre cose, evita la costruzione di nuove reti. Non vi sono conseguenze giuridiche per i gestori di rete che trascurano il potenziale della flessibilità e non applicano il principio di cui al capoverso 3. Se questo approccio su base volontaria non dovesse affermarsi è probabile che il Consiglio federale emani ulteriori disposizioni.

Capoverso 4: i gestori della rete di distribuzione devono assicurarsi i diritti di utilizzazione della flessibilità in particolare attraverso lo strumento del contratto. Tuttavia in situazioni particolari sono loro garantiti 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 distribu-

⁴⁷ Non ancora in vigore.

zione locali («nel proprio comprensorio»). Esiste un conflitto con il consenso necessario per l'impiego di un sistema di controllo e di regolazione intelligente (art. 17b cpv. 3): nell'articolo 17b^{bis} tale conflitto è ora risolto a sfavore del titolare della flessibilità, soprattutto del produttore. Ad esempio nel caso di una limitazione forzata, al produttore non serve a nulla rifiutare il proprio consenso – sia all'accesso concreto o in generale all'impiego di un'applicazione intelligente. Bisogna pur sempre sottolineare che questa fattispecie non tocca i consumatori finali e il loro diritto di opt-in.

Un caso noto di accesso alla flessibilità concernente la produzione è la limitazione forzata, ossia il blocco dell'immissione in rete (lett. a). Questo diritto di accesso è concesso in quanto per il gestore di rete una limitazione riguardante la produzione rappresenta uno strumento semplice ed efficace per evitare un ampliamento della rete causato da picchi di immissione. 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 (in percentuale) dal Consiglio federale per ogni tecnologia di produzione. La Germania ha elaborato dei criteri per la determinazione di questo valore che potrebbero essere interessanti anche per la Svizzera; il valore svizzero dovrebbe essere a una cifra, ma nel contratto le parti possono stabilire anche un valore superiore. Nei casi di cui al capoverso 4 l'indennità dev'essere «adeguata», concetto questo che, se possibile e ragionevole, può essere precisato dal Consiglio federale. In ognuno dei tre casi di cui al capoverso 4 «adeguata» assume un'accezione diversa. La lettera c riguarda i casi di emergenza veri e propri che costituiscono l'eccezione assoluta per tutti i gestori di rete. Gli accessi d'emergenza sono gratuiti, eccetto nel caso in cui il gestore della rete di distribuzione avrebbe potuto evitarli. Non è ragionevole esigere che il gestore eviti di utilizzare la flessibilità ad esempio se l'operazione è estremamente costosa o se l'evento non è prevedibile. In determinate circostanze i casi di cui alla lettera c devono poter essere fortemente delimitati dai casi di cui alla lettera b (funzione ponte).

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 (ad es. «grande utilità per la rete») o le modalità dei principi. Esso può ad esempio assegnare gli impianti di stoccaggio alla flessibilità concernente il consumo (in quanto più rilevante nel caso specifico rispetto alla flessibilità concernente la produzione) oppure 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 e di specificare tali terzi nonché le modalità di utilizzo) o ancora nell'utilizzo effettivo della flessibilità obbligare i gestori della rete di distribuzione a coinvolgere in modo unitario ed equilibrato («non discriminatorio») i diversi titolari. In base alle deleghe esplicite il Consiglio federale può emanare altre norme. Ad eccezione del mandato di stabilire per ogni tecnologia di produzione la quota di utilizzo che può essere regolata, il capoverso 5 è una disposizione potestativa. Attraverso gli obblighi di trasparenza e di pubblicazione dei gestori della rete di distribuzione (lett. a) si vuole soprattutto offrire ai titolari della flessibilità (in quanto contraenti più deboli e con minori conoscenze) un quadro di massima riguardo alla flessibilità nel loro ambiente e in generale. In una prima fase potrebbero essere

richieste solo indicazioni generiche (trasparenza), mentre in una fase successiva probabilmente una divulgazione più dettagliata (pubblicazione). I prezzi pagati dai gestori di rete per l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete confluiscono nelle tariffe per l'utilizzazione della rete (tariffa per l'utilizzazione con flessibilità e tariffa per l'utilizzazione senza flessibilità) e devono essere pubblicati (art. 12). A tutela dei titolari della flessibilità (lett. b) è possibile ad esempio vietare determinate clausole nelle condizioni generali di contratto che li penalizzino eccessivamente, ad esempio la già citata norma relativa al consenso per l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti (art. 17b cpv. 3) non può essere aggirata attraverso clausole particolari. L'OAEI non deve contenere norme concernenti le indennità (diverso il caso degli utilizzi garantiti; cfr. sopra); piuttosto si richiede l'intervento della ElCom in caso di abusi (art. 22). Non è prevista alcuna delega per i provvedimenti volti a evitare che i gestori di rete utilizzino le informazioni ottenute attraverso l'utilizzazione della flessibilità per altri scopi diversi da quelli attinenti al settore delle reti. Questo divieto risulta già dalle norme sulla disgiunzione (art. 10). Se necessario il Consiglio federale potrebbe intervenire attraverso norme su questa base. 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. d). 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 e 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 (con le relative conseguenze sui costi). Può essere opportuno anche un monitoraggio della nuova norma sulla flessibilità, di competenza della ElCom che verrebbe quindi incaricata di svolgere questo compito nell'ordinanza.

Art. 17b^{ter} Scambio dei dati e processi informativi

L'articolo 17b^{ter} riguarda lo scambio dei dati e delle informazioni, indispensabile in modo particolare per lo svolgimento dei processi di cambio caratterizzanti un mercato elettrico libero (cfr. art. 13a). Con l'apertura completa del mercato aumenterà il numero e la frequenza di questi processi di cambio ed è pertanto indispensabile che il processo informativo tra i soggetti partecipanti si svolga senza problemi. Se i dati e le informazioni necessari non sono trasmessi puntualmente o con la qualità richiesta, viene ostacolato l'accesso al mercato di offerenti terzi. Per questa ragione il fulcro della norma precedentemente contenuta nell'ordinanza (cfr. art. 8 cpv. 2-4 OAEI) è trasferito nella legge e integrato con una nuova disposizione riguardante la multa in caso di trattamento non corretto dei dati (art. 29 cpv. 1 lett. e^{bis}). Il processo di scambio dei dati e il modo con cui procedere a un'ulteriore digitalizzazione devono essere concretizzati e definiti nello specifico dal settore. Considerate le numerose interfacce, l'opzione economicamente più sensata consiste nel centralizzare e riunire i diversi processi mediante la creazione di un «datahub» (si veda n. 1.3.12). La norma legale basata sul principio di sussidiarietà consente una soluzione di questo tipo.

Secondo il *capoverso 1* tutti i dati e le informazioni necessari allo svolgimento dei compiti e dei processi previsti dalla legge devono essere messi a disposizione gratuitamente. Sono assoggettati a questo obbligo 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. A seconda dello scopo per cui sono richiesti i dati e le informazioni, gli aventi diritto, oltre agli stessi gestori delle stazioni di misurazione, fornitori dei servizi di misurazione e gestori della rete di distribuzione, sono in particolare i fornitori di energia elettrica, i responsabili dei gruppi di bilancio, le imprese di fornitura di servizi energetici e Swissgrid. Il contenuto dei dati e delle informazioni dipende da ciò che è necessario per lo svolgimento dei compiti e dei processi comprendenti in particolare l'esercizio della rete, la gestione del bilancio, l'effettuazione di forniture di energia elettrica, lo svolgimento dei processi di cambio secondo gli articoli 13a e 17a capoverso 3 lettera a, l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti nonché il calcolo e l'attribuzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e di altri costi. Oltre a questi processi rilevanti per l'approvvigionamento elettrico sono compresi anche compiti e processi previsti dalla legislazione in materia di energia, ad esempio in relazione alla commercializzazione diretta o alla riscossione del supplemento rete. In questo caso tra gli aventi diritto figura anche l'organo d'esecuzione (art. 64 LEne).

I *capoversi 2 e 3* riprendono due principi fondamentali del diritto in materia di protezione dei dati, che risulterebbero già dalla legge federale del 19 giugno 1992⁴⁸ sulla protezione dei dati (LPD). Tuttavia, ad eccezione del trattamento dei dati concernenti i sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti, la LPD non si applica a determinati attori, precisamente alle AAE costituite secondo il diritto cantonale o comunale (art. 2 LPD). Conformemente al *capoverso 2*, il trattamento di dati di base e di misurazione non strettamente necessario all'adempimento dei compiti e dei processi previsti dalla legge è consentito solo con l'esplicita autorizzazione degli interessati. In altre parole la disponibilità ad allacciarsi alla rete non comporta implicitamente il consenso al trattamento dei dati non indispensabili per l'approvvigionamento elettrico. Si pensi ad esempio al rilevamento dei profili di carico con una frequenza inferiore rispetto a quella prevista dall'ordinanza (attualmente di 15 minuti secondo l'art. 8a cpv. 1 lett. a n. 2 OAEI). Il *capoverso 3* riprende il contenuto principale dell'articolo 8 LPD: i consumatori finali, i produttori e i gestori di impianti di stoccaggio hanno diritto a ottenere gratuitamente tutti i loro dati di base e di misurazione nei da tutti gli attori coinvolti nel trattamento dei dati, indipendentemente dal fatto che tali dati siano stati procurati ai sensi del capoverso 1 o del capoverso 2.

Vista la grande complessità e l'elevato grado tecnico della materia, il contenuto della norma nel capoverso 1 si limita ai principi fondamentali. Il *capoverso 4* contiene pertanto una norma di delega ampia, in base alla quale il Consiglio federale può disciplinare nel dettaglio la messa a disposizione dei dati e delle informazioni. Oltre a determinare le tempistiche e la forma della trasmissione (ad es. automazione) può in particolare definire i rispettivi formati dei dati, al fine di garantire l'uniformità e la necessaria qualità. Infine il Consiglio federale può specificare il contenuto dei dati e delle informazioni. Si prevede che conformemente al principio di sussidiarietà (art. 3

⁴⁸ RS 235.1.

cpv. 2) le disposizioni d'esecuzione contengano un rimando anche alle direttive del settore.

Art. 17c Rubrica e cpv. 3

Con la crescente diffusione dei sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti aumentano i requisiti tecnici di sicurezza per le imprese che gestiscono infrastrutture delle reti elettriche critiche sotto il profilo della protezione dei dati. Da un lato occorre garantire la protezione dei dati sensibili, in particolare per effetto della trasmissione dei dati automatizzata e digitale. Dall'altro proprio i sistemi di controllo e di regolazione devono presentare un livello sufficiente di sicurezza informatica, poiché il loro impiego comporta un intervento attivo nell'esercizio delle reti elettriche. Oltre a requisiti tecnici dei mezzi d'esercizio possono essere necessari anche provvedimenti organizzativi. Il nuovo *capoverso 3* assicura la definizione da parte del Consiglio federale nelle disposizioni di esecuzione di requisiti specifici per gli apparecchi e le installazioni di comunicazione in questione e la possibilità di implementare anche una procedura di verifica del loro rispetto. Conformemente al principio di cooperazione e di sussidiarietà (art. 3) appare opportuno che sulla base di un'analisi del fabbisogno di protezione redatta dall'UFE e tenendo conto delle norme e raccomandazioni rilevanti emanate da organizzazioni specializzate riconosciute, il settore specificchi i dettagli nel quadro di direttive.

Nel quadro della competenza assegnatale dall'articolo 22 capoverso 1 la ECom garantisce il rispetto dei requisiti concernenti la protezione dei dati.

Art. 18 cpv. 4, 4^{bis}, 6 terzo periodo e 7

Analogamente ad altri ambiti legislativi (cfr. ad es. art. 42 e 49 della legge federale del 4 ottobre 1991⁴⁹ sul diritto fondiario rurale [LDFR]), il *capoverso 4* prevede un ordine di priorità per i diritti di prelazione sulle azioni di Swissgrid. Per principio il diritto di prelazione spetta a *tutti* i Cantoni o Comuni o AAE svizzere e non soltanto a quelli che già possiedono azioni di Swissgrid. Talvolta per il diritto vigente viene postulata un'interpretazione più ristretta, presente anche negli attuali statuti di Swissgrid. La norma proposta tuttavia si basa intenzionalmente su un'interpretazione 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 queste maggioranze. Pertanto introdurre un ordine degli aventi diritto è probabilmente molto più sensato che ridurre sensibilmente il numero. Spetta a Swissgrid eliminare eventuali contraddizioni tra gli attuali statuti e la legge (che in ogni caso ha la precedenza sugli statuti). La nuova norma sull'ordine, unitamente ad altri aspetti e procedure che il Consiglio federale dovrà chiarire, semplifica la gestione dei numerosi aventi diritto di prelazione.

La principale questione riguarda quali acquirenti siano da considerare «Cantone» o «Comune», una definizione che a prima vista potrebbe apparire chiara, ma che nella prassi può risultare problematica. Non vi sono dubbi nel caso di azioni acquistate da

⁴⁹ RS 211.412.11.

un Cantone, rappresentato ad esempio da una direzione o da un ufficio. Nel caso invece delle unità decentrali spesso è più difficile stabilire se è soddisfatto o meno il «criterio della swissness». Dato che i diritti di prelazione (come pure la sospensione dei diritti di voto; cfr. art. 19b) servono a garantire la maggioranza svizzera, in entrambi i casi occorre ragionevolmente basarsi sul principio guida della «maggioranza diretta o indiretta dei Cantoni o dei Comuni». A chi rientra nella sfera statale è riconosciuto un diritto di prelazione di primo o di secondo grado se sussiste una corrispondente possibilità d'influenza sull'autorità pubblica. Se del caso, verrà verificata singolarmente in base ai rapporti concreti di partecipazione.

Conformemente al *capoverso 4^{bis}*, il Consiglio federale potrà disciplinare gli aspetti relativi ai diritti di prelazione, precisamente le questioni procedurali che semplificano la gestione del numero elevato di potenziali aventi diritto di prelazione. Se ragionevole, esso si riallaccia alla norma del codice civile svizzero del 10 dicembre 1907⁵⁰ (proprietà fondiaria), già ora considerata. Ragionevolmente dichiarerà applicabile il principio vigente per l'acquisto di proprietà fondiarie 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 nello stesso grado o di grado anteriore. Ciò consente ai Cantoni e ai Comuni acquisti più agevoli, 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, poiché in tal modo possono negoziare direttamente le dimensioni del pacchetto e i prezzi e non devono riprendere le condizioni dell'operazione originaria, come nel caso della prelazione. Inoltre questo principio consente agli enti pubblici di far valere il diritto di prelazione nei confronti delle AAE, il che potenzialmente accresce la «swissness» di Swissgrid, così come la sua disgiunzione dal settore elettrico.

Il Consiglio federale deve inoltre chiarire (*lett. c*) il caso di più aventi diritto di prelazione che esercitano tale diritto contemporaneamente; esso può addirittura stabilire che questo aspetto sia disciplinato negli statuti. In merito è ragionevole lasciare un determinato margine di trattativa. Diversamente il venditore deve essere libero di decidere se suddividere il pacchetto oppure cederlo per intero a un unico acquirente.

In base alla *lettera a* il Consiglio federale può non considerare come caso di prelazione l'acquisto da parte di organizzazioni che pur non presentando i necessari rapporti di partecipazione o le necessarie possibilità d'influenza per essere considerati «Cantone» o «Comune» (che quindi non devono ottenere alcun diritto di prelazione), hanno uno stretto rapporto con i poteri pubblici. In tal modo il Consiglio federale può consentire a queste entità di acquistare senza perturbazioni le azioni di Swissgrid se il loro ingresso in Swissgrid è politicamente auspicato. Si pensi ad esempio alle casse pensioni pubbliche: nonostante debbano essere autonome, rientrano chiaramente nella sfera pubblica. L'applicazione di questo principio può essere opportuna anche per determinati trasferimenti interni di azioni. Nel caso delle AAE ciò è in contraddizione con l'idea di non rafforzare eccessivamente la loro posizione (perlomeno nei confronti di Cantoni e Comuni).

⁵⁰ RS 210.

Infine è necessario disciplinare (*frase introduttiva*) la pubblicazione (ad es. nel foglio ufficiale svizzero di commercio) e i termini, nonché se questi ultimi devono decorrere contemporaneamente per tutti gli aventi diritto. In questo ambito sono ipotizzabili anche norme speciali, ad esempio nel caso degli enti pubblici per i quali i termini sono troppo brevi, poiché la decisione circa la possibilità di far valere il loro diritto è presa da organi politici.

La norma sui diritti di prelazione – in quanto strumento al servizio della SA 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 (derivanti dalla LAEl).

L'integrazione del *capoverso 6* chiarisce che Swissgrid può partecipare ai cosiddetti modelli GRT/GRT. Dal funzionamento di tali modelli (cfr. in merito n. 1.3.6) risulta che Swissgrid non si presenta come un vero e proprio offerente di 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 può fungere da intermediaria di prestazioni di servizio relative al sistema 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) 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 OAEI). 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 azioni 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 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. commenti all'art. 15).

La modifica nel *capoverso 7* serve a perfezionare la disgiunzione di Swissgrid dal settore, nell'interesse della sua indipendenza. Si tratta di un aspetto rilevante considerato in particolare il ruolo assegnato a Swissgrid in relazione alla riserva di stoccaggio.

Art. 19b Sospensione dei diritti di voto nella società nazionale di rete

Capoverso 1: l'articolo 18 capoverso 3 prescrive che la maggioranza di Swissgrid appartenga, direttamente o indirettamente, a Cantoni e Comuni (capitale, diritti di voto). In particolare per la quota di questa maggioranza detenuta indirettamente, al momento non esiste uno strumento di garanzia che viene quindi introdotto nell'arti-

colo 19b. La prescrizione materiale citata si riferisce alla totalità delle azioni di Swissgrid. Tuttavia per verificare il rispetto di questa prescrizione serve un criterio che si riferisca al singolo azionista. Il criterio scelto della maggioranza tuttavia è rilevante solo per la verifica della prescrizione riguardante la maggioranza complessiva (cpv. 2) e non costituisce una nuova prescrizione materiale.

I Cantoni e i Comuni che sono azionisti diretti non devono fornire alcuna spiegazione (né giustificativi o prove): nel loro caso la «swissness» è data per scontata. Per gli altri casi che il Consiglio federale può prevedere, ci si riferisce soprattutto alla Confederazione, semmai dovesse diventare azionista di Swissgrid. Con «statale» s'intendono quindi tutti i tre livelli statali. La «maggioranza» comporta la possibilità di esercitare un'influenza determinante, il che se necessario può essere ulteriormente precisato a un livello inferiore. Di conseguenza in una catena di partecipazione la maggioranza deve manifestarsi molto avanti e non sarà praticamente necessaria (e nemmeno proporzionale) l'analisi fino all'ultimo membro di catene di partecipazione complesse. La spiegazione o le prove devono essere fornite prima di un'assemblea generale. Tuttavia, nel caso di azionisti che da tempo non sono più a maggioranza cantonale o comunale, sarebbe inutile e dispendioso dovere ogni volta confermare la decisione negativa. In questo caso serve una soluzione adeguata alla fattispecie: gli statuti potrebbero essere uno strumento idoneo.

Il *capoverso 2* descrive la fase di verifica che subentra se sussiste la situazione di cui al capoverso 1. Agli azionisti che non sono essi stessi Cantoni o Comuni Swissgrid applica quindi il criterio della maggioranza. La maggioranza complessiva richiesta (art. 18 cpv. 3) può presentarsi come una maggioranza (cantonale o comunale) in forma mista, ad esempio per il 20 per cento diretta e per il 35 per cento indiretta.

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 (cpv. 3). La sospensione non riguarda solo gli azionisti comprovatamente *non* a controllo cantonale o comunale, bensì tutti gli azionisti che non hanno fornito la prova della «swissness» o che hanno fornito una prova insufficiente (a meno che non siano esentati dall'obbligo della prova). 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 al raggiungimento della 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, poiché la norma proposta è finalizzata esclusivamente a eliminare gli effetti negativi dei rapporti di partecipazione non conformi alla legge e non deve intervenire nei rapporti di partecipazione in quanto tali. Va altresì sottolineato che spetta a Swissgrid attuare queste prescrizioni nel quadro

della legge e dell'ordinanza. Essa deve disporre di un corrispondente margine di manovra; eventualmente potrà emanare anche norme statutarie complementari, ad esempio concernenti le modalità di trasmissione delle prove necessarie e le modalità esatte di attuazione della sospensione (ad es. fino a nuova disposizione o ogni volta da capo). L'esame di eventuali controversie circa la sospensione spetta ai tribunali civili. Se ad esempio un azionista ritiene ingiusta la sospensione dei suoi diritti di voto, può contestare la relativa deliberazione dell'assemblea generale presso il tribunale civile (art. 706 CO). La ElCom può intervenire se, ad esempio, rileva la mancata attuazione o l'attuazione sistematicamente errata da parte di Swissgrid della norma di cui all'articolo 19b.

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

Nel *capoverso 2 lettera b secondo periodo* non è più indicato un attore preciso, poiché non è determinante tanto il soggetto che offre le PSRS, quanto piuttosto se sono rispettate le condizioni di prequalifica di Swissgrid (cfr. commenti 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). Con la modifica del *terzo periodo*, nell'acquisto di PSRS Swissgrid è tenuta a non considerare o a considerare in modo limitato (ad es. in caso di problemi di liquidità sul mercato delle PSRS) 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. Impianti di questo tipo devono essere considerati per ultimi nell'acquisto di PSRS concernenti il consumo.

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. Di conseguenza non viene apportata alcuna 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

L'articolo 8 capoverso 1 lettera a e capoverso 1^{bis} riporta le prescrizioni generali, valide per tutti i gestori di rete, concernenti l'esercizio sicuro della rete (cfr. commenti all'art. 8 cpv. 1^{bis}). Il caso speciale di una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto è disciplinato da una norma specifica nell'articolo 20a che riguarda i casi in cui Swissgrid deve contare sulla collaborazione con altri attori. Se essa è in grado di adottare autonomamente i necessari provvedimenti, il diritto e il dovere a tale riguardo scaturiscono già dall'articolo 8 capoverso 1 lettera a. La nuova disposizione precisa ulteriormente il concetto 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 a livello di legge.

Il *capoverso 1* disciplina il caso normale riguardante una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Per prevenire o eliminare una simile minaccia Swissgrid è tenuta ad approntare mediante contratto i necessari provvedimenti. Esempi di tali provvedimenti sono le riduzioni del carico automatiche o manuali, attraverso le quali in caso di emergenza è possibile evitare un'interruzione dell'approvvigionamento. Affinché possa essere adottato tempestivamente in caso di emergenza, a seconda della tipologia, il provvedimento può comportare un onere elevato. Per questa ragione è fondamentale agire in modo lungimirante. Attraverso provvedimenti preventivi («prevenire») si vuole evitare che intervenga una minaccia. Questi provvedimenti vengono adottati nel momento in cui si prospetta una minaccia concreta. In questo capoverso non sono quindi compresi i provvedimenti concernenti il normale esercizio, disciplinati nell'articolo 8 capoverso 1^{bis}. A seconda del tempo di reazione necessario, Swissgrid potrebbe necessitare di un accesso diretto, ad esempio, ad elementi di rete di altri livelli di rete o produttori oppure a carichi. A differenza della prescrizione valida per tutti i gestori di rete dell'articolo 8 capoverso 1^{bis}, nel caso dei provvedimenti disciplinati da questo articolo Swissgrid può non solo chiedere il sostegno degli attori allacciati alla sua rete, ma in linea di principio può stipulare tali accordi con tutti gli attori direttamente o indirettamente allacciati a una rete elettrica in Svizzera (compresi i gestori della rete di distribuzione). Il fatto che gli attori tenuti a fornire sostegno siano numerosi non significa che Swissgrid debba, ad esempio, stipulare accordi in modo capillare con i consumatori finali ai livelli di rete inferiori al fine di ridurre il carico di rete a livello regionale in caso d'emergenza. Piuttosto si dovrebbero stipulare accordi con i gestori della rete di distribuzione che in caso di minaccia li obblighino a ridurre i carichi nella loro rete o a garantire che i gestori della rete di distribuzione ai livelli di rete inferiori eseguano tali riduzioni. I gestori della rete di distribuzione in questione dovrebbero comprovare mediante contratto, reciprocamente e nei confronti dei loro consumatori finali, di essere autorizzati a intraprendere le azioni necessarie. A seconda che il provvedimento concordato necessiti dell'accesso diretto di Swissgrid al partner contrattuale, in caso di minaccia Swissgrid adotterà tale provvedimento autonomamente oppure dovrà ordinare l'intervento presso il partner contrattuale in questione. La prescrizione 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 specifici in un punto particolarmente nevralgico. Se le parti non giungono ad un accordo, è possibile richiedere l'intervento della ElCom. Essa può imporre alle

parti la stipula di un accordo ed emanare prescrizioni concernenti il relativo contenuto minimo (cfr. art. 22 cpv. 2 lett. e n. 1). In particolare la ElCom può stabilire se concedere o meno un accesso diretto.

Il *capoverso 2* disciplina il caso eccezionale riguardante le minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto. Se sussiste una minaccia e contrariamente alla prescrizione di cui al *capoverso 1* i provvedimenti necessari non sono stati concordati mediante contratto, Swissgrid può e deve ordinare in via eccezionale questi provvedimenti. I possibili destinatari di queste disposizioni sono gli attori menzionati nel *capoverso 1*. Il requisito per tali disposizioni unilaterali tuttavia è che la minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto abbia un carattere ben preciso (grave e imminente). 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 3* autorizza espressamente e obbliga Swissgrid ad adottare provvedimenti sostitutivi. Poiché una minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto costituisce una minaccia anche per l'intero sistema elettrico, è necessario poter reagire tempestivamente. Pertanto non vi sono altri requisiti se non la mancata adozione da parte degli attori in questione dei provvedimenti concordati o ordinati. Per quanto riguarda i costi dei 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 (minaccia per l'intero sistema) dei provvedimenti con cui Swissgrid previene o elimina le minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto, nel *capoverso 4* è sancito il principio secondo cui i relativi costi sono distribuiti tra tutti gli utenti di questo sistema. Affinché i costi di rete possano essere distribuiti tra tutti i consumatori finali a livello nazionale, in una prima fase devono essere imputati alla rete di trasporto. Se è data la computabilità secondo l'articolo 15, in una seconda fase essi vengono distribuiti tra i consumatori finali di tutti i livelli di rete attraverso la traslazione dei costi (art. 15 seg. OAEI). Nella prassi l'imputazione dei costi alla rete di trasporto può significare per Swissgrid rimborsare dei costi agli attori interessati. Si pensi ad esempio ai costi sostenuti da un gestore della rete di distribuzione per l'implementazione tecnica preliminare di un provvedimento di Swissgrid. Attraverso questi pagamenti è possibile trasferire i costi al livello della rete di trasporto. I costi dei provvedimenti con cui Swissgrid previene o elimina minacce per l'esercizio sicuro della rete di trasporto comprendono i *costi di preparazione* e i costi relativi all'*attuazione* di tali provvedimenti. Ad esempio, affinché in caso d'emergenza sia possibile una rapida ed efficace 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 genera costi chiari: se Swissgrid o il gestore di rete incaricato dell'attuazione ha previsto nel contratto 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 in importanti contratti (cfr. Raccomandazioni del settore per il mercato svizzero dell'energia elettrica, contratti modello 2013). 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 è da considerare invece come una voce di costo relativa alla preparazione o all'attuazione del provvedimento. Mancando una relazione con un provvedimento di Swissgrid, il capoverso 4 non comprende, in particolare, i costi di un'interruzione dell'approvvigionamento dovuta a cause di forza maggiore. 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.

Art. 22 cpv. 2 e 2^{bis}

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 dell'energia elettrica, 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.]⁵¹): le persone assoggettate a queste disposizioni giuridiche hanno diritto all'emanazione di una decisione da parte della ElCom⁵².

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.

⁵¹ RS 101.

⁵² Sentenze del Tribunale federale 2C_681/2015 e 2C_682/2015 del 20 luglio 2016, n. 3.6.5

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 1995⁵³ sui cartelli [LCart]). 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).

La *lettera d* assegna inoltre alla ElCom determinati compiti in materia di flessibilità; nell'ambito degli «utilizzi garantiti» la sua competenza è quasi generale, come quella che già ha in qualità di regolatore. Inoltre vigila su eventuali abusi negli indennizzi per l'utilizzazione della flessibilità al servizio della rete.

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 *numero 1* la ElCom può ordinare alle parti la stipula di un accordo (cfr. commenti all'art. 20a cpv. 1). Per il mancato rispetto di tale obbligo essa può inoltre prevedere una sanzione penale conformemente all'articolo 29 capoverso 1 lettera g, secondo cui è punito con una multa sino a 100 000 franchi chi intenzionalmente viola una decisione notificatagli con comminatoria delle pene previste dal presente articolo. Conformemente al *numero 2* la ElCom può verificare le disposizioni emanate da Swissgrid e nel caso non siano rispettate, i provvedimenti sostitutivi da essa adottati. La competenza assegnata al numero 2 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 ai tribunali civili. 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. 3); in questi casi bisognerà innanzitutto interpretare i diritti e gli obblighi contrattuali, ad esempio per chiarire se sussistevano le condizioni per l'adozione del provvedimento previsto. 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 riferimento stabiliti dalla ElCom, l'amministrazione della nuova riserva di stoccaggio (art. 8a cpv. 3 seg.) compete a Swissgrid. La collaborazione tra questa e i partecipanti alla riserva nonché i suoi interventi sono regolamentati da un contratto (l'accordo stipulato da Swissgrid in caso di aggiudicazione). Qualora fosse necessario l'intervento di un'autorità superiore, interviene la ElCom. Swissgrid può richiedere alla ElCom di emanare determinate disposizioni. La ElCom può comunque intervenire anche di propria iniziativa.

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

Nell'articolo 22a si introduce la regolazione Sunshine come strumento complementare all'affermata regolazione «cost plus» nel settore delle reti e per la verifica delle tariffe dell'energia elettrica nel servizio universale. La disposizione disciplina esclusivamente la regolazione Sunshine. Eventuali altri confronti effettuati in un altro contesto dalla ElCom non sono interessati dall'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 sorveglianza. 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 soddisfa questo criterio. Ad esempio nel confronto delle tariffe può tenere conto dell'esenzione dall'obbligo fiscale di determinati gestori della rete di distribuzione che porta a tariffe comparativamente più basse. 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. Dal punto di vista del diritto in materia di protezione dei dati la ElCom è autorizzata a rendere accessibili i dati personali ai sensi dell'articolo 19 capoverso 3 LPD attraverso una procedura di richiamo. 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.

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. Nella scelta dei settori si è tenuto conto del fatto che la regolazione Sunshine comporta 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.

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 alla *lettera b*, ad esempio, sono possibili confronti tra i costi di rete per chilometro di linea. Nelle tariffe dell'energia elettrica secondo la *lettera c* la ElCom può effettuare confronti sia del prodotto standard sia di altri prodotti del servizio universale. Conformemente alla *lettera d* si possono comparare il numero dei prodotti elettrici offerti nel servizio universale, di diversa qualità ecologica, e le relative possibilità di combinarli tra loro oppure le modalità di informazione ai consumatori finali in caso di interruzioni programmate. La *lettera g* riguarda essenzialmente gli obblighi di comunicazione e diffusione dei gestori della rete di distribuzione nei confronti dei consumatori finali e di altri attori del mercato, innanzitutto alla comunicazione o diffusione corretta e tempestiva delle informazioni secondo l'articolo 12. In linea di principio è possibile confrontare anche gli obblighi di comunicazione nei confronti della ElCom, come ad esempio la presentazione del conto annuale e del calcolo dei costi conformemente all'articolo 11.

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 di una valutazione dell'UFE sull'andamento dei costi di rete e il corrispondente aumento dell'efficienza con la regolazione Sunshine, il Consiglio federale decide se elaborare per il Parlamento un disegno di legge per l'introduzione di una regolazione per incentivi. Per verificare il raggiungimento dei miglioramenti auspicati, la valutazione è svolta a intervalli regolari, ogni quattro anni. 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 se il raggiungimento dell'obiettivo di efficienza è raggiunto in misura sufficiente. Nel fare ciò 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.⁵⁴ Nell'ambito della valutazione, si svolge una trasmissione dei dati tra la ElCom e l'UFE ai sensi dell'articolo 27 capoverso 3 (cfr. commenti 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 regola 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

⁵⁴ Frontier Economics (2015), *Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz* (disponibile solo in tedesco).

le tasse e gli emolumenti, non sono considerati nel confronto dell'efficienza e vengono traslati ai consumatori finali attraverso i corrispettivi per l'utilizzazione della rete.

I costi inefficienti individuati devono essere eliminati entro un periodo di regolazione. In questo modo si definisce un percorso di riduzione dei costi influenzabili inefficienti che tiene conto dell'andamento dei prezzi nel settore delle reti. Inoltre occorre considerare lo sviluppo generale della produttività che tutti i gestori della rete di distribuzione possono registrare nel corso del periodo di regolazione. Per il successivo periodo di regolazione viene svolto un nuovo confronto statistico dell'efficienza, in modo da creare un incentivo costante verso il miglioramento dei costi influenzabili.

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 trattene 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 favorisce investimenti efficienti ed evita in particolare investimenti eccessivi nell'ampliamento della rete ad alta densità di capitale; non causa un blocco degli investimenti o un peggioramento della qualità della rete. Inoltre una regolazione per incentivi al livello della rete di distribuzione può includere una regolazione della qualità che incentiva dal punto di vista finanziario in particolare l'affidabilità della rete. Per i piccoli gestori di rete bisognerebbe prevedere un modello semplificato senza benchmarking. Viste le particolarità e la scarsa comparabilità della rete di trasporto, Swissgrid dovrebbe rimanere in un regime prioritario basato sui costi.

Art. 23 cpv. 2

Il nuovo diritto di ricorso della ElCom previsto per legge 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 cantonali, la ElCom non ha diritto di ricorso.

Art. 25 cpv. 1

L'articolo 25 capoverso 1 è dedicato soprattutto all'acquisizione di dati da parte della ElCom e dell'UFE. Queste autorità devono avere l'accesso ai dati necessari all'esecuzione della legge o alla sua preparazione (cfr. messaggio del 3 dicembre 2004⁵⁵ concernente la modifica della legge sugli impianti elettrici e la legge sull'approvvigionamento elettrico). Oltre all'acquisizione di dati da parte del regolatore per l'esecuzione della legge, è compresa ad esempio anche l'acquisizione di dati da parte dell'UFE per lo sviluppo del diritto in materia di approvvigionamento elettrico. La presente integrazione chiarisce meglio questo secondo aspetto del testo di legge e non comporta una modifica materiale. Questo chiarimento si è reso necessario a seguito

⁵⁵ FF 2005 1447, qui 1499.

dell'introduzione della nuova trasmissione dei dati tra l'UFE e la ElCom (cfr. commenti all'art. 27 cpv. 3).

Art. 26 cpv. 1

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

Art. 27 Trasmissione dei dati

La trasmissione dei dati disciplinata nel *capoverso 3* riguarda tutti i dati disponibili presso l'UFE o la ElCom e 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 1992⁵⁶ sulla statistica federale. Il capoverso 3 ha una rilevanza pratica 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 (cfr. commenti all'art. 25 cpv. 1), si possono creare sovrapposizioni nell'acquisizione dei dati da parte delle due autorità. Al fine di evitare acquisizioni doppie dei dati, generando inefficienze per tutti soggetti coinvolti, il capoverso 3 consente a un'autorità di trasmettere all'altra autorità i dati necessari per l'adempimento dei compiti di quest'ultima.

Nel *capoverso 4* viene creata la base legale affinché la ElCom possa trasmettere a Swissgrid i dati necessari in caso di minaccia per l'esercizio sicuro della rete di trasporto (cfr. in merito i commenti all'art. 20 cpv. 2 lett. c). In simili situazioni Swissgrid deve disporre di un'adeguata base di dati per poter intervenire al momento giusto con provvedimenti efficaci. Ad esempio per poter decidere in merito all'impiego del piano d'emergenza per l'acquisto di potenza e di energia di regolazione potrebbero servire dati attuali sul grado di riempimento dei bacini di accumulazione. L'obbligo di informare preventivamente gli interessati è finalizzato a una maggiore trasparenza; non è necessario il consenso alla trasmissione dei dati. Il *capoverso 5* infine assicura che i dati non siano utilizzati per altri scopi, ad esempio per l'acquisto di prestazioni di servizio relative al sistema.

Art. 29 cpv. 1 lett. a, d, e^{bis} e f^{bis} nonché cpv. 4

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.

⁵⁶ RS 431.01.

La disposizione penale del nuovo *capoverso 1 lettera e^{bis}* contribuisce a un trattamento dei dati rilevati nell'ambito della misurazione di conteggio e alla loro trasmissione agli aventi diritto conformi alle prescrizioni (art. 17^{b^{ter}}). La disposizione penale riguarda i gestori della rete di distribuzione e tutti i fornitori di servizi di misurazione e i gestori di stazioni di misurazione liberi. Si osservi che in linea di principio, ossia fatta salva una cosiddetta concorrenza sleale, alla misurazione di conteggio sono inoltre applicabili fattispecie penali contenute nella legge federale del 17 giugno 2011⁵⁷ sulla metrologia, nella legge federale del 6 ottobre 1995⁵⁸ sugli ostacoli tecnici al commercio (LOTC) e nel codice penale del 21 dicembre 1937 (CP)⁵⁹(ad es. art. 147, art. 248, art. 251 n. 1 cpv. 1 e 2, art. 290 CP). Per quanto riguarda la nuova riserva di stoccaggio è punito anche il rilascio di informazioni false e incomplete ecc., in particolare anche delle informazioni trasmesse a Swissgrid, che non è un'autorità. Gli obblighi di informazione, indicazione e concessione del diritto d'accesso risultano per principio dall'articolo 8a capoverso 6 lettera c (il fatto che il Consiglio federale debba specificare questi obblighi non cambia il fatto che per principio essi esistono in virtù della legge).

Nel *capoverso 4* è fatta valere la possibilità di comminare multe secondo l'articolo 7 della legge federale del 22 marzo 1974⁶⁰ sul diritto penale amministrativo (DPA), analogamente ad esempio all'articolo 71 LEne, con multe fino a 20 000 franchi (anziché 5000 franchi).

Art. 33c Disposizione transitoria della modifica del ...

Sinora per principio anche i grandi consumatori finali avevano diritto al servizio universale, diritto che perdevano una volta stipulato 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. Occorre chiarire cosa succede nel momento in cui, nonostante non abbiano diritto al servizio universale, essi non usufruiscono del loro accesso alla rete. La disposizione transitoria chiarisce questo aspetto e concede loro un termine di attesa di un anno per la stipula di un contratto di fornitura di energia elettrica. Scaduto tale termine essi rientrano nell'approvvigionamento sostitutivo.

Art. 34 cpv. 2 e 3

L'avamprogetto 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 eliminata.

⁵⁷ RS 941.20.

⁵⁸ RS 946.51.

⁵⁹ RS 311.0.

⁶⁰ RS 313.0.

3 Ripercussioni

3.1 Ripercussioni finanziarie e sul personale per la Confederazione

L'attuazione dei provvedimenti della presente revisione non richiede ulteriori risorse all'UFE. L'ambito di attività della ElCom viene parzialmente ampliato, il che comporta un fabbisogno aggiuntivo di personale pari a circa due posti a tempo pieno, in parte soddisfatto attraverso tasse ed emolumenti. Esso è dovuto principalmente ai compiti supplementari legati all'attuazione dell'apertura completa del mercato nonché alla definizione dei valori di riferimento della riserva di stoccaggio. Questi compiti aggiuntivi includono la verifica da parte ElCom del rispetto di prezzi adeguati nell'ambito dell'apertura del mercato e delle condizioni quadro concorrenziali nell'attuazione della riserva di stoccaggio. Si aggiungono poi ulteriori compiti nel quadro della regolazione di rete. Inoltre nel quadro delle nuove norme, si prevede un aumento delle procedure abusive, con un conseguente onere aggiuntivo.

Oltre al fabbisogno aggiuntivo di personale menzionato non vi sono ulteriori ripercussioni finanziarie sulla Confederazione.

3.2 Ripercussioni sui Cantoni e sui Comuni

I provvedimenti proposti non producono ripercussioni dirette rilevanti sui Comuni e sui Cantoni. Tuttavia, in qualità di proprietari, essi sono indirettamente colpiti dalle ripercussioni sui gestori di rete, soprattutto in funzione della futura variazione dei ricavi delle imprese interessate dall'apertura del mercato di loro proprietà. Il valore futuro dei ricavi dipenderà in particolare da come queste imprese si affermeranno nel libero mercato.

3.3 Ripercussioni sull'economia nazionale

I vantaggi principali dei provvedimenti proposti sono i seguenti:

- un miglior design del mercato, che accresce la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera in caso di situazioni critiche impreviste;
- un'apertura completa del mercato che consente di scegliere liberamente il fornitore e promuove le innovazioni, a sostegno dell'attuazione della Strategia energetica 2050;
- tariffe di rete maggiormente improntate al principio di causalità;
- un miglioramento degli incentivi di efficienza nella rete;
- una riduzione tendenziale dell'ampliamento della rete convenzionale attraverso incentivi più efficaci per l'utilizzazione della rete nonché un più ampio utilizzo della flessibilità (al servizio della rete e del mercato);

-
- libertà di scelta nel settore della metrologia, con opportuni limiti che tengono conto dell'economia generale;
 - una suddivisione più chiara dei ruoli nella garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento.

3.3.1 Stime circa i provvedimenti più significativi sotto il profilo economico

Apertura completa del mercato

Un'apertura completa del mercato produce vantaggi economici fondamentali, nella misura in cui i prezzi di mercato sono traslati in modo più adeguato ai consumatori finali. In particolare si creano interessanti possibilità di scelta per le PMI più grandi, che attualmente si trovano ancora in un regime di monopolio parziale.

I principali effetti previsti 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 (ad es. attraverso un aumento degli acquisti comuni). Inoltre l'apertura completa del mercato comporterà alcuni costi di adeguamento nelle imprese del settore elettrico;
- *riduzione delle differenze di prezzo regionali*: con il libero mercato si ridurranno le attuali differenze dei prezzi dell'energia;
- *possibilità di risparmio per i consumatori finali*: i consumatori finali beneficeranno di condizioni vantaggiose nel passaggio a un modello di mercato (corso di cambio franco-euro, prezzi di mercato tendenzialmente bassi nel commercio all'ingrosso). 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, mentre i produttori di energia elettrica subiranno delle perdite tra i consumatori finali acquisiti fino a quel momento.

Oltre agli importanti incentivi verso una maggiore efficienza sono rilevanti in particolare i vantaggi dal punto di vista qualitativo. Questi scaturiscono dal fatto che solo un mercato completamente aperto offre incentivi capillari per l'adozione di modelli commerciali innovativi in materia di energie rinnovabili. Numerosi nuovi modelli commerciali concernenti le energie rinnovabili o l'efficienza energetica non sono attuabili in un mercato parzialmente aperto oppure sono limitati alla quota di libero mercato che presenta un numero di clienti proporzionalmente più piccolo. Per questo tutti i modelli basati su modalità di acquisto dell'elettricità alternative del fornitore del servizio universale presuppongono necessariamente l'apertura completa del mercato. Queste innovazioni, come pure il prodotto standard definito nel servizio universale, sostengono l'attuazione della Strategia energetica 2050.

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 finali e di una struttura dei prezzi più flessibile.⁶¹ Nei mercati elettrici aperti nascono così modelli commerciali innovativi che offrono nuove opportunità sia ai nuovi operatori che a quelli già affermati e contribuiscono a una rapida diffusione e integrazione nel mercato delle energie rinnovabili. Tra i nuovi attori vi sono privati, Comuni, PMI, commercianti al dettaglio e imprese di trasporto che sfruttano la possibilità di produrre e commercializzare energie rinnovabili. I consumatori finali possono scegliere consapevolmente la propria energia elettrica e, ad esempio, acquistare energie rinnovabili dal proprio Cantone d'origine anche se si sono trasferiti altrove. L'impiego delle energie rinnovabili si diffonde inoltre attraverso modelli di partecipazione collegati alla vendita di energia elettrica. È il caso ad esempio di modelli in cui attraverso delle piattaforme si raggruppano direttamente produttori decentrali di elettricità da energie rinnovabili e consumatori oppure modelli di partecipazione nei corrispondenti impianti con diritti di opzione. In questo contesto la digitalizzazione svolge un ruolo importante: nascono ad esempio nuove piattaforme che consentono al consumatore finale di creare il proprio mix di elettricità e abbinarlo a una partecipazione alla produzione di elettricità indipendente dal luogo. Inoltre vi sono nuovi servizi per i consumatori e i produttori di energie rinnovabili per la mobilità elettrica, offerti da aziende di approvvigionamento energetico sui mercati aperti. La possibilità di strutture tariffarie più flessibili sui mercati aperti non soltanto è vantaggiosa per gli offerenti di energia elettrica, ma migliora l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete. A lungo termine, grazie alla possibilità di sfruttare potenziali di flessibilità aggiuntivi (unitamente a una regolazione ottimizzata della flessibilità), l'apertura completa del mercato può inoltre favorire l'accoppiamento settoriale.

Il servizio pubblico è garantito attraverso un modello modificato di servizio universale. Una verifica dell'adeguatezza assicura che l'apertura completa del mercato non comporti condizioni tariffarie nettamente più svantaggiose per i consumatori finali che decidono di rimanere nel servizio universale. Poiché per una maggiore tutela dei clienti è da preferire un'offerta del servizio universale con una struttura semplice, sono previste ogni anno possibilità di cambio e tariffe annuali fisse.

In linea con gli obiettivi della Strategia energetica 2050, all'interno del servizio universale è offerto un prodotto standard che ne sostiene l'attuazione. Questa scelta, oltre all'effetto di riduzione tendenziale dei prezzi prodotto dall'apertura del mercato, può comportare possibili costi supplementari nel servizio universale. Tuttavia in un'analisi nazionale, questi dovrebbero essere limitati, poiché rispetto alle tariffe nazionali vigenti attualmente o dal 2019 (in applicazione dell'art. 6 cpv. 5^{bis} LAEI approvato dal Parlamento nel quadro della Strategia Reti elettriche) difficilmente la norma potrebbe provocare una diversa composizione dell'energia elettrica. Questa norma a tempo determinato fa sì che già ora nel servizio universale sia venduta prevalentemente elettricità rinnovabile. Un possibile rialzo dei prezzi potrebbe riguardare i clienti dei fornitori del servizio universale che sinora hanno incluso nella propria offerta standard una quota di elettricità svizzera da energie rinnovabili molto ridotta o i convenienti certificati di origine esteri per la valorizzazione dell'energia grigia acquistata. Attualmente tuttavia i prezzi dell'energia delle AAE svizzere non dipendono quasi per nulla dalla

⁶¹ Reinschauer & Hampf (2018), Analyse von Geschäftsmodellinnovationen für erneuerbare Energien in liberalisierten Märkten, Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien (disponibile solo in tedesco).

composizione dell'elettricità. Ciò indica indirettamente la possibilità di un effetto notevole sui prezzi causato da un acquisto più efficiente sotto il profilo dei costi. Inoltre tutti i consumatori finali possono scegliere un contratto più conveniente, soprattutto sul libero mercato, e pertanto effettuare un'attenta ponderazione tra prezzo e qualità. Sulla base di questa libertà di scelta l'apertura completa del mercato va considerata economicamente vantaggiosa per i consumatori finali. A quanto ammonterà la quota di cambi dal servizio universale al libero mercato dipende dalla possibile riduzione dei costi e dalla misura in cui i consumatori finali pondereranno il fattore prezzo rispetto ad altri fattori come la qualità (prodotti elettrici da nuove energie rinnovabili) o l'origine. Secondo il Consiglio delle autorità europee di regolazione in materia energetica (Council of European Energy Regulators, CEER) la quota di cambi nella media europea è pari al 6,4 per cento all'anno (passaggi a un nuovo fornitore). A ciò si aggiungono i cambi di contratto con lo stesso fornitore più vantaggiosi per i consumatori finali.

Riserva di stoccaggio

I costi di una riserva di stoccaggio oscillano all'incirca tra 15 e 30 milioni di franchi all'anno.⁶² 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 tra 0,025 e 0,05 ct./kWh. Per quanto riguarda il dimensionamento si preferisce una riserva costituita unicamente da energia al di fuori del mercato, utilizzabile per il mercato svizzero. 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. Un prelievo di potenza dal mercato provocherebbe una riduzione della liquidità, con un conseguente aumento dei prezzi delle PSRS.

Tariffe di rete

Le modifiche delle tariffe tengono conto del fatto che il carico (di punta) rappresenta 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 punto di prelievo ciò riguarda innanzitutto la prospettiva dei consumatori finali, ossia le tariffe al livello di rete 7. Attraverso i corrispettivi per l'utilizzazione della rete conformi al principio di causalità i costi sono sostenuti da chi li ha generati; così facendo 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 rappresentano una soluzione di compromesso che considera maggiormente il principio di causalità, ma nel contempo è compatibile con gli obiettivi della Strategia energetica 2050. Alcuni esempi di calcolo mostrano che la riduzione della tariffa minima di lavoro fa diminuire la redditività degli impianti fotovoltaici per il consumo proprio; addirittura con una tariffa di lavoro del 30 per cento in alcuni casi è negativa. Al contrario con percentuali legate alla potenza pari al 50 per

⁶² Frontier Economics und Consentec (2018), Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz (disponibile solo in tedesco).

cento la redditività può anche superare il 2 per cento. Essa è tanto più elevata, quanto più elevati sono i costi di rete. Pertanto in presenza di eventuali modelli di prezzi dinamici legati alla potenza bisognerà assicurarsi che il «prosumer» non sia complessivamente svantaggiato rispetto a una soluzione di riferimento con una quota legata alla potenza solamente del 50 per cento.

Regolazione Sunshine

Con l'introduzione di una regolazione Sunshine si auspicano graduali miglioramenti nell'attuale sistema della regolazione basata sui costi che dovrebbero portare a una maggiore efficienza. Il raggiungimento degli obiettivi dipende in modo determinante dall'efficacia degli indici pubblicati per i proprietari delle reti di distribuzione (intesa come l'effetto anticipato di una perdita di reputazione). In questo ambito bisogna ricordare che, diversamente da altre applicazioni di questo tipo di regolazione (servizi nel mercato quali hotel, gestori internet ecc.), i clienti della rete non possono effettuare cambi: per questo non è possibile determinare l'entità dell'aumento del benessere. Poiché tuttavia i gestori di rete non sosterranno particolari oneri supplementari, si prevede un aumento del benessere. Inoltre i risultati della regolazione Sunshine possono essere utilizzati dalla ElCom per effettuare approfondite analisi dei costi. Al fine di meglio valutare gli effetti delle modifiche di legge, l'UFE potrà ottenere dati dalla ElCom, in particolare per sperimentare la regolazione per incentivi (nel quadro di eventuali analisi di benchmarking). 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 Consiglio federale sottoporrà un disegno di legge per l'introduzione di una regolazione per 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 notevole⁶³. 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 dei gestori di rete, nonché l'auspicata integrazione della 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, tra cui figurano gli aggregatori (ossia intermediari che raggruppano l'energia o la potenza flessibile dei consumatori finali e la offrono sui mercati delle PSRS), i carichi flessibili, le centrali virtuali (reti costituite

⁶³ 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 solo in tedesco).

da diverse unità decentrali di produzione di energia elettrica quali impianti eolici, solari e a biogas), gli impianti di stoccaggio di quartiere ecc. I nuovi modelli commerciali possono inoltre favorire una maggiore efficienza nel coordinamento tra le unità di carico e di consumo esistenti.

Un importante requisito per l'integrazione della flessibilità è costituito da strumenti d'incentivazione efficaci. Per questa ragione la regolazione Sunshine impone l'integrazione di un ulteriore indice che dimostri l'impegno dei gestori di rete nell'adozione di provvedimenti economici a livello di smart grid. 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 in circa 800 milioni di franchi (calcolato su venti anni), dedotti i costi di attuazione⁶⁴. Questo importo non comprende i costi della 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 dei nuovi modelli commerciali.

Metrologia

Effetti dinamici a lungo termine possono risultare anche dai diritti di opzione previsti per legge nel settore della metrologia. Gli attuali deficit causati da tariffe molto elevate per la misurazione del profilo di carico e le carenze qualitative riguardano soprattutto i consumatori finali che dispongono di diversi centri di consumo (grandi distributori ecc.) e i grandi consumatori in regime di consumo proprio. I costi di misurazione elevati inoltre frenano il potenziamento della produzione decentralizzata di energia e possono costituire un ostacolo all'ingresso sul mercato e alla partecipazione al libero mercato elettrico. Il diritto di scegliere liberamente il proprio fornitore spinge in particolare 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.

Sia lo sviluppo della flessibilità sia il diritto di scelta previsti dalla legge nel settore della metrologia generano quindi vantaggi economici. Grazie alla più efficiente utilizzazione della flessibilità, i titolari di flessibilità possono conseguire introiti aggiuntivi 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. La libertà di scelta nel settore della metrologia faranno diminuire notevolmente i costi per i clienti che fruiscono dei relativi servizi.

3.3.2 Ripercussioni sull'occupazione ed effetti distributivi

Nella prospettiva attuale, a seguito dei provvedimenti non si prevedono grandi ripercussioni sul numero degli occupati nel settore elettrico. Eventuali adattamenti strutturali dovrebbero essere compensati da un aumento della domanda di lavoro dovuto ai

⁶⁴ Infrac (2017), Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG) (disponibile solo in tedesco).

nuovi prodotti e servizi. A lungo termine l'alternativa costituita dal mantenimento dell'attuale struttura comporterebbe rischi per l'economia.

Le imprese e le economie domestiche beneficiano di più ampie possibilità di scelta: possono infatti optare per offerte più economiche o accedere a nuovi servizi. In particolare le PMI hanno la possibilità di controllare meglio i propri costi dell'energia elettrica. Attraverso i provvedimenti riguardanti la rete, a medio-lungo termine la maggiore efficienza dei costi nell'approntamento e nell'esercizio delle reti elettriche farà presumibilmente diminuire le tariffe di rete oppure attenuare gli aumenti.

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 della riserva di stoccaggio.

Eventuali effetti distributivi per i clienti generati dall'apertura completa del mercato dipenderanno dall'andamento dei prezzi e dal comportamento delle economie domestiche e dei clienti commerciali. Le economie domestiche approfittano della tendenziale diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica dovuta ai costi dell'elettricità più bassi. In un'ottica regionale l'apertura completa del mercato è vantaggiosa soprattutto per i consumatori finali delle regioni che attualmente presentano un livello dei prezzi elevato. All'interno del servizio universale si produrranno due effetti: poiché esso competerà direttamente con il libero mercato, si prevedono prezzi maggiormente innovativi e competitivi e pertanto tendenzialmente più bassi. Nel contempo l'introduzione di un prodotto standard svizzero, a sostegno dell'attuazione della Strategia energetica 2050, comporta maggiori costi contrattuali per i consumatori finali che attualmente hanno un contratto di approvvigionamento conveniente con una quota ridotta di energie rinnovabili. Tuttavia questi consumatori finali possono optare in qualsiasi momento per il libero mercato oppure scegliere dal proprio fornitore del servizio universale un prodotto di elettricità più conveniente, se disponibile.

I costi della riserva di stoccaggio sono computati nel corrispettivo per l'utilizzazione della rete per la rete di trasporto e pertanto distribuiti uniformemente fra tutti i consumatori finali svizzeri.

Gli altri provvedimenti della revisione avranno tendenzialmente effetti a medio-lungo termine e in generale permetteranno una maggiore applicazione del principio di causalità e una gestione più efficiente.⁶⁵

3.3.3 Ripercussioni sui settori

Effetti all'interno del settore elettrico

L'apertura completa del mercato elettrico presumibilmente produrrà una maggiore efficienza nel settore elettrico svizzero, favorirà lo sviluppo di nuovi servizi ed eserciterà un influsso sui prezzi; quest'ultimo aspetto si ripercuoterà sul quadro della concorrenza nella produzione. Di conseguenza – parallelamente alle opportunità economiche legate in generale all'apertura – i rischi di mercato assumeranno ruolo

⁶⁵ Cfr. Infrac (2017).

più importante. Ciò risulta rilevante se le centrali elettriche non sono in grado di produrre a prezzi in linea con il mercato. Questo effetto è attenuato dal fatto che i consumatori finali nel servizio universale dispongono di un prodotto standard, attraverso il quale possono decidere se vogliono sostenere un'offerta basata su energie rinnovabili svizzere e prevalentemente rinnovabili. Di questo beneficiano tutti i produttori svizzeri, in particolare le centrali idroelettriche: le garanzie di origine infatti avranno un valore maggiore e le economie domestiche e le imprese potranno usufruire di un'interessante offerta di approvvigionamento elettrico rinnovabile. Rispetto all'attuale situazione, i provvedimenti relativi alla rete incentiveranno maggiormente un comportamento al servizio della rete e una maggiore efficienza dei costi, contribuendo in tal modo a mantenere le reti elettriche finanziabili anche a lungo termine. Nella regolazione basata sui costi ampliata è importante il fatto che grazie alla regolazione Sunshine verranno analizzati anche i settori dei gestori di monopolio con potenziali rilevanti in termini di efficienza o discriminazione, tra cui figurano l'attuazione di investimenti efficienti e intelligenti nonché la metrologia.

La proposta riguardante la tariffazione al livello di rete 7 tiene in debito conto eventuali conflitti sugli obiettivi ed effetti collaterali indesiderati – soprattutto in vista dell'auspicato potenziamento delle energie rinnovabili e dell'efficienza elettrica. Un maggiore orientamento ai costi rafforza fundamentalmente la redditività a lungo termine nell'ampliamento della rete. Al fine di mantenere l'attrattiva economica del modello basato sul consumo proprio, viene posto un limite alle modifiche. Inoltre il progetto è aperto a modelli tariffari innovativi.

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

Anche nel settore della metrologia potranno accedere al mercato nuovi concorrenti che avranno opportunità di successo se proporranno offerte più convenienti. Poiché il mercato della misurazione di conteggio è solo parzialmente aperto, i costi che derivano dall'apertura del mercato riguardano solo i gestori di rete, soprattutto perché già ora vengono assegnati incarichi a terzi e per il gruppo di clienti interessato viene effettuata la misurazione della potenza; pertanto i costi supplementari per l'informatica e i processi di scambio dei dati a monte presso i gestori di rete dovrebbero essere più prevedibili.

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. La diminuzione tendenziale dei prezzi dell'energia elettrica avvantaggerà in particolare i settori comprendenti imprese con un elevato consumo di energia elettrica che attualmente non hanno libero accesso al mercato.

Gli effetti dinamici sull'innovazione prodotti dall'apertura del mercato elettrico e a lungo termine anche la regolazione della flessibilità possono generare effetti spillover (effetti di traboccamento) sull'economia in generale. In questa analisi positiva, l'unica limitazione è che i costi economici della riserva di stoccaggio sono sostenuti da tutti i consumatori finali.

3.4 Ripercussioni sulla società e sull'ambiente

Un'apertura completa del mercato crea un ambiente più dinamico nell'economia energetica svizzera, generando quindi nuove opportunità e sfide per gli occupati del settore che possono approfittare in particolare di un maggiore dinamismo legato a nuove idee di mercato. Le innovazioni portate dall'apertura del mercato elettrico favoriscono una migliore integrazione sociale delle energie rinnovabili.

Nell'attuale prospettiva i provvedimenti proposti tendenzialmente avranno lievi effetti positivi sull'ambiente. L'apertura completa del mercato, anche se accompagnata da un aumento delle importazioni di energia elettrica, non dovrebbe comportare un maggiore impatto sull'ambiente, poiché l'impatto delle emissioni di CO₂ della produzione di elettricità è limitato dalle quantità registrate nel sistema per lo scambio delle quote di emissione svizzero ed europeo. Lo stesso effetto è generato (nella direzione opposta) dal prodotto standard nel servizio universale che a lungo termine favorisce un maggiore consumo di energie rinnovabili. In ogni caso nel prodotto standard è prioritario l'effetto incentivante conforme al mercato e non gli effetti sul clima. 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 e quelli derivanti dall'apertura completa del mercato (ad es. attraverso modelli di partecipazione per le energie rinnovabili immesse a livello decentrale) sono da considerare positivamente, in quanto possono contribuire a un approvvigionamento energetico moderno e rispettoso delle risorse. Le tariffe maggiormente legate alla potenza dovrebbero ridurre solo in misura limitata gli incentivi al risparmio di elettricità.

4 Rapporto con il programma di legislatura e con le strategie nazionali del Consiglio federale

4.1 Rapporto con il programma di legislatura

Il progetto è stato annunciato nel messaggio del 27 gennaio 2016⁶⁶ sul programma di legislatura 2015–2019 e nel decreto federale del 14 giugno 2016⁶⁷ sul programma di legislatura 2015–2019.

⁶⁶ FF 2016 909, qui 978 e 1026.

⁶⁷ FF 2016 4605, qui 4609.

4.2 Rapporto con le strategie nazionali del Consiglio federale

I provvedimenti previsti sostengono un'attuazione degli obiettivi della Strategia energetica 2050 maggiormente efficiente sotto il profilo dei costi. Un'apertura completa del mercato libera potenziali d'innovazione nel settore elettrico svizzero che promuovono la trasformazione industriale.

I provvedimenti sono inoltre conformi agli obiettivi della Strategia delle infrastrutture federali⁶⁸ – volta a garantire l'efficienza delle infrastrutture nazionali – a cui contribuiscono la riserva di stoccaggio e gli ulteriori provvedimenti concernenti la sicurezza dell'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 della metrologia che creano fondamentali incentivi 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 e le misure tariffarie favoriscono un'utilizzazione più efficiente della rete e a lungo termine un ampliamento ottimizzato della stessa. L'introduzione di una regolazione Sunshine nel quadro della regolazione basata sui costi, aumenta la trasparenza e crea moderati incentivi all'efficienza per la rete di distribuzione.

I provvedimenti proposti dalla revisione, in particolare l'apertura completa del mercato e le ottimizzazioni nella regolazione della rete, sono complessivamente in linea con la Strategia di crescita del Consiglio federale, in quanto generano maggiore efficienza nell'approvvigionamento elettrico. Riguardando infrastrutture con notevoli ripercussioni su altri settori, tendenzialmente migliorano anche la resilienza dell'economia nazionale. Quest'ultimo obiettivo giustifica in particolare l'introduzione di una riserva di stoccaggio economicamente appropriata. In un benchmarking dei gestori della rete di distribuzione⁶⁹ il gruppo di lavoro interdipartimentale Crescita ha rilevato soprattutto la possibilità di un mercato effetto (di efficienza) nel quadro della regolazione Sunshine, grazie alla possibilità di effettuare confronti non limitati, non accompagnato tuttavia da incentivi finanziari. Questi ultimi (ad es. sotto forma di una regolazione per incentivi) assumeranno maggiore importanza con la crescente diffusione di smart grid al fine di meglio sostenerne l'attuazione effettiva.

Infine le innovazioni attese con la seconda fase di apertura del mercato, favorite anche dalla regolazione della flessibilità e dalle libertà di scelta nel settore della metrologia, sono conformi alla Strategia Svizzera digitale.⁷⁰ Esse contribuiscono infatti al rag-

⁶⁸ www.uek.admin.ch > Il DATEC > Strategia delle infrastrutture federali

⁶⁹ Segreteria di Stato dell'economia (2015), *Principes pour une nouvelle politique de croissance - Analyse rétrospective et perspective sur la stratégie future*, pag. 185 (disponibile in tedesco e francese).

⁷⁰ Confederazione Svizzera (2016), *Strategia Svizzera digitale*.

giungimento dell'obiettivo di un approvvigionamento energetico che sfrutti le tecnologie innovative. Si tratta di obiettivi compresi anche nella Strategia per uno sviluppo sostenibile⁷¹ e nella Smart Grid Roadmap⁷².

5 Aspetti giuridici

5.1 Costituzionalità

5.1.1 Basi legali

L'avamprogetto si basa sull'articolo 91 capoverso 1 Cost. che assegna alla Confederazione la competenza di emanare prescrizioni in materia di trasporto e di erogazione di energia elettrica. In questi ambiti la Confederazione dispone di un'ampia competenza legislativa che comprende in particolare anche le regolazioni del mercato. La Confederazione può, ad esempio, emanare prescrizioni concernenti l'organizzazione e l'attività delle AAE, disciplinare il rapporto giuridico tra fornitori di elettricità e consumatori finali, sancire un diritto di accesso alla rete nonché stabilire prescrizioni tariffarie e provvedimenti volti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.⁷³ Quest'ultima voce comprende, oltre all'obbligo di allacciamento alla rete, in particolare anche gli obblighi di fornitura previsti nel servizio universale e nell'approvvigionamento sostitutivo.

5.1.2 Compatibilità con i diritti fondamentali

I provvedimenti che comportano restrizioni dei diritti fondamentali costituzionali devono avere una base legale, devono essere giustificati da un interesse pubblico ed essere proporzionati allo scopo (art. 36 Cost.). Inoltre in tutti i provvedimenti va garantita l'uguaglianza giuridica (art. 8 cpv. 1 Cost.).

L'avamprogetto 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 che ostacolano la libera concorrenza al fine di agevolare determinati settori di attività o forme di gestione oppure di escludere l'attività economica del settore privato o il sistema di concorrenza.⁷⁴ Al contrario: l'apertura completa del mercato elettrico, i diritti di scelta sanciti per legge nel settore

⁷¹ www.are.admin.ch > Sviluppo sostenibile > Strategia per uno sviluppo sostenibile 2016–2019.

⁷² UFE (2015), *Feuille de route suisse pour un réseau intelligent. Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses* (disponibile in tedesco e francese).

⁷³ René Schaffhauser in: Ehrenzeller et al., *St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung* (2014), cifra. 3 relativa all'art. 91. Riguardo allo scopo dell'art. 91 Cost. cfr. Messaggio concernente la revisione della Costituzione federale del 20 novembre 1996, FF 1997 I 1 segg., qui 252; cfr. anche la perizia dell'Ufficio federale di giustizia del 23 ottobre 1996 concernente le competenze costituzionali della Confederazione nel settore dell'elettricità (con ulteriori rimandi bibliografici).

⁷⁴ Cfr. in merito DTF 138 I 378 consid. 8.3 nonché DTF 131 I 223 consid. 4.2.

della metrologia e la normativa concernente l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete sono funzionali alla libera costituzione di relazioni commerciali tra i diversi operatori. Un determinato intervento nella libera interazione tra le forze di mercato è dato dalla riserva di stoccaggio: in merito sono rispettate le condizioni previste dall'articolo 36 della Costituzione federale. La norma di legge rispetta l'interesse costituzionale di un approvvigionamento energetico sufficiente, sicuro ed economico (art. 89 cpv. 1 Cost.) e non supera i limiti del necessario: la riserva è concepita solamente per le situazioni straordinarie quali congestioni o interruzioni critiche dell'approvvigionamento e verrà prelevata soltanto in caso di necessità; la riserva necessaria è definita di anno in anno da Swissgrid. In merito alla garanzia della proprietà e alla libertà economica è rilevante il fatto che in base all'articolo 19 capoverso 4 in casi eccezionali si possano sospendere i diritti di voto degli azionisti di Swissgrid non a maggioranza svizzera. Anche in questo caso le condizioni per un intervento sono rispettate. Il meccanismo previsto è necessario e adeguato per garantire il controllo nazionale della società voluto dal legislatore (art. 18 cpv. 3). Inoltre l'intervento risulta di minore impatto rispetto a possibili altre alternative (ad es. un obbligo di alienazione o un obbligo di autorizzazione alla vendita). Infine la sospensione non si estende più dello stretto necessario, sia nell'entità che nella durata.

Secondo la giurisprudenza del tribunale federale un atto legislativo viola i principi dell'uguaglianza di trattamento se determina una distinzione giuridica senza che vi sia un motivo ragionevole nella fattispecie da regolare o se omette una distinzione che si impone alla luce dei fatti. In altre parole l'obbligo di pari trattamento non è rispettato se ciò che uguale non è trattato in modo uguale in base alla sua uguaglianza e ciò che è diseguale non è trattato in modo diseguale in base alla sua disuguaglianza. Nell'ambito di tali principi e del divieto di arbitrio (art. 9 Cost.) il legislatore dispone di un grande margine di apprezzamento.⁷⁵ Nel caso presente l'uguaglianza giuridica è preservata. Tutte le differenziazioni effettuate hanno un fondamento oggettivo. Ciò vale segnatamente per le modalità delle previste aperture del mercato. Il fatto che in futuro il servizio universale sarà aperto solo ai consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh è giustificato dall'accresciuta esigenza di tutela dei piccoli consumatori finali, in particolare delle economie domestiche, e tra l'altro corrisponde alle disposizioni del diritto UE. Che il mercato della misurazione di conteggio venga aperto solo ai grandi clienti che fruiscono di servizi di metrologia, si spiega anzi tutto tramite una stima di costi e benefici. L'esplicito divieto di qualsiasi discriminazione, che mira a tutelare i consumatori in regime di consumo proprio sotto il profilo delle tariffe per l'utilizzazione della rete per il livello di rete 7 (art. 14 cpv. 3^{bis} lett. b), risponde anche al principio dell'uguaglianza giuridica. Alla luce dell'uguaglianza giuridica assume inoltre importanza il nuovo ordine introdotto per il diritto di prelazione sull'acquisto di azioni di Swissgrid. Le priorità fissate sono giustificate da ragioni oggettive. Il fatto che le AAE a controllo svizzero occupino il terzo rango va ricondotto all'obiettivo auspicato dalla regolazione, poiché esse possono assumere il controllo della mano pubblica soltanto in modo indiretto. La priorità attribuita ai 26 Cantoni rispetto ai Comuni, il cui numero è significativamente superiore, trova giustificazione nell'applicabilità pratica della regola, poiché in caso di prelazione la

⁷⁵ Cfr. DTF 138 I 321 consid. 3.2, DTF 137 V 121 consid. 5.3, DTF 136 I 1 consid. 4.1.

risoluzione della procedura diventa sempre più complessa all'aumentare degli aventi diritto.

5.1.3 Rapporto con il diritto cantonale

L'articolo 91 capoverso 1 della Costituzione federale conferisce alla Confederazione una competenza derogatoria susseguente. Fintanto che il legislatore federale non fa uso delle proprie competenze legislative, eventuali disposizioni cantonali e comunali restano in vigore. Benché si tratti di una competenza tecnica completa, allorché la esercita, la Confederazione deve osservare ambiti regolatori in cui i Cantoni sono competenti o sono esclusivamente competenti. Il progetto tiene conto di questo principio costituzionale. Segnatamente non interferisce in nessun ambito la cui competenza è prerogativa dei Cantoni. Ad ogni modo, come in passato, il legislatore non esercita completamente le proprie competenze.

5.2 Compatibilità con gli impegni internazionali della Svizzera

Nonostante le sue particolari caratteristiche fisiche e la necessità del trasporto in condotta, nel diritto commerciale internazionale l'energia elettrica è considerata una comune bene commerciale. I principi fondamentali dell'accordo che istituisce l'Organizzazione mondiale del commercio (OMC⁷⁶) e dell'accordo generale su le tariffe doganali e il commercio (GATT⁷⁷) si applicano pertanto anche al commercio di energia elettrica. Indipendentemente da ciò i compiti dell'approvvigionamento elettrico con carattere di servizio, tra cui ad esempio i servizi di metrologia, sono assoggettati all'accordo generale sugli scambi dei servizi (GATS⁷⁸). La gestione degli aiuti statali si basa invece sull'accordo dell'OMC sulle sovvenzioni e sulle misure compensative (SCM⁷⁹). Oltre a queste disposizioni del diritto commerciale internazionale, nei confronti dell'UE e degli Stati EFTA trova inoltre applicazione l'accordo di libero scambio Svizzera-UE del 1972⁸⁰ e la convenzione AELS del 1960⁸¹.

Il presente avamprogetto tiene conto di questi obblighi internazionali. In particolare sono rilevanti per il diritto commerciale internazionale l'apertura completa del mercato elettrico e le libertà di scelta nel settore della metrologia. Con il servizio universale fornito dai gestori della rete di distribuzione locali, il cui prodotto standard è costituito da energia esclusivamente indigena e prevalentemente rinnovabile (art. 6 cpv. 2), l'intervento nel mercato si riduce al minimo. Questo tuttavia è al servizio della sicurezza dell'approvvigionamento e della promozione delle fonti di energia rinnovabili – entrambi obiettivi considerati sia nel diritto dell'OMC che nell'accordo di libero

⁷⁶ RS **0.632.20**.

⁷⁷ RS **0.632.21**.

⁷⁸ RS **0.632.20**, allegato 1B.

⁷⁹ RS **0.632.20**, allegato 1A.13.

⁸⁰ Accordo del 22 luglio 1972 tra la Confederazione Svizzera e la Comunità economica europea; RS **0.632.401**.

⁸¹ Convenzione del 4 gennaio 1960 istitutiva dell'Associazione di libero scambio; RS **0.632.31**.

scambio. Inoltre i consumatori finali sono liberi di scegliere prodotti alternativi nel servizio universale oppure di passare nel libero mercato.

L'eventuale stipula di un accordo sull'energia elettrica con l'UE comporterebbe un altro importante obbligo internazionale per quanto riguarda la legislazione concernente l'approvvigionamento elettrico. Per la presente revisione quindi è particolarmente significativo il pertinente diritto UE. Le novità del presente avamprogetto per le quali esistono norme dell'UE vengono pertanto redatte per quanto possibile conformemente alle norme UE.

5.3 Forma dell'atto

L'avamprogetto contiene disposizioni importanti che stabiliscono norme di diritto le quali, conformemente all'articolo 164 capoverso 1 Cost., devono essere emanate sotto forma di legge federale. La revisione della LAEL segue quindi la procedura legislativa semplice.

5.4 Subordinazione al freno alle spese

L'avamprogetto non è assoggettato al freno alle spese ai sensi dell'articolo 159 capoverso 3 lettera b Cost., poiché non contiene né disposizioni in materia di sussidi né la base per la creazione di un credito d'impegno o di una dotazione finanziaria.

5.5 Conformità alla legge sui sussidi

L'avamprogetto non prevede aiuti finanziari o indennità ai sensi della legge del 5 ottobre 1990⁸² sui sussidi (LSu).

5.6 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 riguardano in particolare i dettagli della riserva di stoccaggio per situazioni di approvvigionamento critiche (art. 8a cpv. 6), della misurazione di conteggio (art. 17a cpv. 3), della flessibilità (art. 17b^{bis} cpv. 5) nonché dei diritti di prelazione in caso di alienazione di azioni di Swissgrid (art. 18 cpv. 4^{bis}). 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.

⁸² RS 616.1.

5.7 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 la diffusione e la trasmissione di dati a terzi. La prescrizione contenuta nell'articolo 19 LPD si applica sia allo scambio di dati tra gli organi federali sia alla trasmissione di dati a organi cantonali, comunali ed esteri nonché a privati in Svizzera e all'estero. Ciò è rilevante nel quadro della collaborazione tra l'UFE e la ECom. Le due autorità elaborano già dati necessari all'adempimento dei propri compiti: ora si chiarisce che possono anche trasmetterli (per determinati scopi). Su questo aspetto la LPD è applicabile senza limitazioni. Inoltre in determinate situazioni di pericolo la ECom può trasmettere dati a Swissgrid; nel contempo attraverso una norma speciale (art. 27 cpv. 5) l'avamprogetto garantisce che i dati siano trattati in modo confidenziale e siano sufficientemente protetti. Infine in questo contesto è rilevante anche la regolazione Sunshine che prevede la diffusione dei risultati dei confronti tra i diversi gestori della rete di distribuzione.

L'articolo 17^bter capoverso 1 obbliga i gestori di rete e gli altri operatori attivi nel settore della metrologia a mettere reciprocamente a disposizione tutti i dati necessari allo svolgimento dei compiti e dei processi previsti dalla legge. In questo caso non si tratta di dati degni di particolare protezione ai sensi dell'articolo 3 lettera c LPD. Non-dimeno nel quadro dell'apertura completa del mercato elettrico questa prescrizione contenuta nell'OAEI è trasferita a livello di legge, data la fondamentale importanza dello scambio dei dati tra gli attori coinvolti nei diversi processi, in particolare riguardanti il cambio del fornitore. Per quanto concerne la gestione dei dati di base e di misurazione dei consumatori finali e dei produttori di energia elettrica, nell'articolo 17^bter capoversi 2 e 3 sono sanciti ulteriori principi fondamentali del diritto in materia di protezione dei dati, ad esempio il diritto alla pubblicazione gratuita dei dati personali. Ciò è compiuto in funzione dell'unificazione del diritto, in quanto le AAE costituite secondo il diritto cantonale e comunale non sono assoggettate alla LPD (art. 2 LPD).

Secondo l'articolo 17c capoverso 3 infine i sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione devono soddisfare particolari requisiti in materia di sicurezza dei dati e il Consiglio federale disciplina la relativa procedura di definizione e di verifica del loro rispetto. L'emanazione da parte del Consiglio federale di determinate prescrizioni trova fondamento anche nell'articolo 17c capoverso 2 in combinato disposto con l'articolo 7 LPD, tanto più che la legge sulla protezione dei dati è integralmente applicabile a questi sistemi (art. 17c cpv. 1). Vista la grande rilevanza pratica di questa tematica, al Consiglio federale è attribuita una competenza chiara e globale in merito.