



Rapporto d'attività della ElCom 2018



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Impressum

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Berna
Tel. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Immagini

BKW AG (pag. 1, 17)
Swissgrid AG (pag. 6)
Axpo Holding AG (pag. 28)
fotolia (pag. 44, 51)
ElCom/www.bildkultur.ch (pag. 59, 63)

Tiratura

D: 200, F: 100, I: 50, E: 50

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2019

Indice

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Prefazione del presidente | 4 |
| 2 | Sicurezza dell'approvvigionamento | 6 |
| 2.1 | Panoramica | 8 |
| 2.2 | Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza dell'approvvigionamento | 8 |
| 2.2.1 | Rapporto sulla sicurezza dell'approvvigionamento | 8 |
| 2.2.2 | Analisi retrospettiva dell'inverno 2017/2018 | 9 |
| 2.2.3 | Situazione nell'inverno 2018/2019 | 10 |
| 2.2.4 | Studio sulla system adequacy 2025 | 10 |
| 2.3 | Flussi non programmati | 11 |
| 2.4 | Cibersicurezza | 11 |
| 2.5 | Qualità dell'approvvigionamento | 12 |
| 2.5.1 | Disponibilità della rete | 12 |
| 2.5.2 | Capacità d'importazione | 13 |
| 2.5.3 | Capacità d'esportazione | 14 |
| 2.5.4 | Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati | 15 |
| 2.6 | Prestazioni di servizio relative al sistema | 15 |
| 3 | Le reti | 17 |
| 3.1 | Cifre e fatti delle reti elettriche svizzere | 17 |
| 3.2 | Ampliamento e pianificazione della rete | 23 |
| 3.2.1 | Piano pluriennale relativo alla rete di trasporto | 23 |
| 3.2.2 | Piano pluriennale relativo alle reti di distribuzione | 23 |
| 3.2.3 | Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani | 24 |
| 3.3 | Investimenti nell'infrastruttura di rete | 24 |
| 3.3.1 | Investimenti nella rete di trasporto | 24 |
| 3.3.2 | Investimenti nella rete di distribuzione | 25 |
| 3.4 | Potenziamenti della rete | 25 |
| 3.5 | Società nazionale di rete | 27 |
| 3.6 | Decisioni e sentenze in materia di reti | 27 |
| 4 | Il mercato elettrico svizzero | 28 |
| 4.1 | Struttura dei gestori di rete svizzeri | 28 |
| 4.2 | Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori | 30 |
| 4.3 | Tariffe della rete di trasporto | 32 |
| 4.4 | Tariffe della rete di distribuzione | 33 |
| 4.5 | Verifiche relative alle tariffe | 37 |
| 4.6 | Prassi giudiziaria | 39 |
| 4.7 | Regolazione Sunshine | 39 |
| 4.8 | Metrologia | 40 |
| 4.9 | RIC e rimunerazione unica | 42 |
| 5 | Sorveglianza del mercato | 44 |
| 5.1 | Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica | 44 |
| 5.2 | Sorveglianza del mercato nel 2018 in cifre | 45 |
| 5.3 | Analyse Capacity Withholding | 46 |
| 5.4 | Introduzione di XBID e abolizione di FITS | 48 |
| 6 | Affari internazionali | 51 |
| 6.1 | Gestione delle congestioni | 51 |
| 6.2 | Centrali di frontiera | 53 |
| 6.3 | Merchant line | 54 |
| 6.4 | Proventi da aste | 54 |
| 6.5 | Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione | 55 |
| 6.6 | Organismi internazionali | 56 |
| 7 | Prospettive future | 58 |
| 8 | La ElCom | 59 |
| 8.1 | Organizzazione e risorse umane | 61 |
| 8.1.1 | Commissione | 61 |
| 8.1.2 | Segreteria tecnica | 63 |
| 8.2 | Finanze | 64 |
| 8.3 | Manifestazioni | 64 |
| 9 | Appendice | 65 |
| 9.1 | Statistica di esercizio | 65 |
| 9.2 | Statistica delle riunioni | 65 |
| 9.3 | Pubblicazioni | 66 |
| 9.4 | Glossario | 67 |

1 Prefazione del presidente



Carlo Schmid-Sutter

Presidente della ElCom

Il bilancio dell'anno energetico 2018 è in generale positivo sul piano della regolazione: rispetto agli anni precedenti la situazione sul fronte dell'approvvigionamento è stata tranquilla durante tutto l'anno (inverno compreso), i prezzi dell'energia elettrica sono rimasti stabili e il mondo politico ha discusso e affrontato le questioni centrali della politica energetica.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento, la situazione è stata calma sia dal punto di vista della rete che da quello energetico, nonostante le temperature fredde di febbraio e marzo. La disponibilità degli impianti di produzione è stata elevata, durante l'intero anno tutte le centrali nucleari della Svizzera hanno immesso energia in rete, ad eccezione di Beznau 1 e – per un breve periodo – di Leibstadt. Le centrali idroelettriche ad acqua fluente hanno prodotto molta energia grazie agli elevati livelli idrometrici dei corsi d'acqua, e anche i livelli di riempimento dei bacini artificiali sono stati superiori rispetto all'anno precedente.

Ai fini del monitoraggio della sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo ter-

mine, a inizio estate abbiamo concluso lo studio sulla system adequacy per il 2025 e pubblicato i relativi risultati. Sulla base degli studi siamo giunti alla conclusione che in Svizzera è garantito l'approvvigionamento per uno scenario probabile per l'anno 2025 e che non dobbiamo proporre al Consiglio federale alcuna delle misure di cui all'articolo 9 della legge sull'approvvigionamento elettrico.

In scenari di stress, ad esempio se in Francia intervenissero problemi con le centrali nucleari e contemporaneamente le nostre centrali di Leibstadt e Gösgen non fossero in funzione, la situazione si aggraverebbe. Sebbene la probabilità che un simile scenario di verifichi è bassa, abbiamo emesso una raccomandazione che chiede di adottare misure preparatorie per un caso di questo tipo, quali ad esempio una riserva strategica. Inoltre, in vista di un aumento delle importazioni, abbiamo chiesto che anche in futuro una parte considerevole dell'energia venga prodotta in Svizzera.

Un quadro altrettanto stabile è quello delle tariffe. Rispetto al 2018, nel 2019 le tariffe per un'economia domestica media in Svizzera sono aumentate di soli 0,1 centesimi per chilowattora, passando a 20,4 centesimi. Mentre le tariffe per l'utilizzazione della rete calano leggermente, le tariffe energetiche aumentano di 0,2 centesimi, passando a 7,4 ct./kWh. La RIC rimane al valore massimo previsto dalla legge, cioè a 2,3 ct./kWh.

Nonostante la stabilità delle tariffe, durante l'anno in esame i media, e in seguito anche la politica, hanno messo ripetutamente l'accento sulle grosse differenze esistenti tra le tariffe di rete. Effettivamente in Svizzera le tariffe di rete variano di molto a seconda del Cantone, andando da 7,9 ct./kWh a 12,8 ct./kWh. Se si va un poco oltre e si considerano i singoli gestori di rete, si osserva che la differenza è ancora più grande dato che le tariffe variano da zero a quasi 19 ct./kWh.

Sono molteplici i fattori che possono determinare differenze nelle tariffe di rete dei gestori. Da un lato, fattori indipendenti da questi ultimi, quali la topografia, la densità abitativa ed energetica, i differenti profili di carico e in parte anche le concessioni delle centrali; queste ultime portano alle famose tariffe per l'utilizzazione della rete pari a zero o quasi. Dall'altro lato ci sono fattori che possono essere influenzati dagli stessi gestori di rete e proprietari degli impianti, tra i quali rientrano l'efficienza e un obiettivo di profitto differenziato, a seconda che prevalga il principio del servizio pubblico o il solo interesse al massimo guadagno.

La valutazione sintetica, spesso citata, e la rivalutazione delle reti valutate con il metodo storico appartengono alla categoria dell'obiettivo di profitto differenziato. Entrambi i metodi sono stati approvati dal Tribunale federale. Gli effetti sulle tariffe sono considerevoli: nella rete di distribuzione il nove per cento dei valori residui è ancora oggi derivato sinteticamente, il che grava sui costi di capitale «computabili» per 160 milioni di franchi all'anno; e ciò nonostante solo la metà di tutti i gestori di rete abbia valutato la propria rete sinteticamente. Al momento dell'introduzione della LAEI, quasi il 90 per cento dei gestori di rete aveva usufruito della possibilità di rivalutare le reti valutate con il metodo storico; La ElCom non è a conoscenza di quanto queste rivalutazioni siano costate fino ad oggi. È positivo il fatto che sia la valutazione sintetica che la rivalutazione sono ormai solo fenomeni del passato che oggi non vengono più utilizzati, anche se il loro effetto durerà ancora per molti anni.

La ElCom non è chiamata a giudicare se le sudette differenze di tariffe sono legittime oppure no. Questo è un compito della politica. La ElCom esamina se le tariffe sono legali. Risiede nella natura del sistema di regolazione cost plus il fatto che ciò che conta è la struttura dei costi del singolo gestore di rete. La rete deve essere efficiente, ma a seconda del gestore di

rete tale efficienza può comportare costi differenti. Se le differenze tra le tariffe di rete sono ritenute eccessive, sebbene il regolatore abbia riconosciuto che i costi di rete sono conformi alla legge, i Cantoni e il Consiglio federale possono adottare misure adeguate per armonizzarle. Ad oggi non è stata adottata nessuna misura di questo tipo.

Al momento è difficile prevedere il futuro delle tariffe di rete e della loro regolazione. Una possibilità è che la regolazione cost plus venga ampliata e completata dalla regolazione Sunshine. In tale caso i gestori di rete vengono confrontati tra loro attraverso pochi indicatori semplici e significativi. La revisione della LAEI alle porte mira a creare le basi giuridiche necessarie per la pubblicazione di questi dati. Una seconda possibilità, caso mai la regolazione Sunshine non portasse i risultati sperati, sarebbe una regolazione per incentivi, tuttavia intravediamo qui notevoli rischi: da una parte si corre il grosso pericolo che venga investito troppo poco; dall'altra questa ristrutturazione porterebbe con sé incertezza giuridica e lunghi procedimenti giudiziari, il che significherebbe notevoli spese supplementari per il regolatore e i gestori di rete. Se diamo uno sguardo all'estero, infine, possiamo constatare che una regolazione per incentivi molto spesso non porta a un abbassamento delle tariffe di rete. Per questi motivi riteniamo che il modo migliore di procedere sia mantenere lo status quo, seppure con alcuni aggiustamenti quali la regolazione Sunshine.

Vi auguro una lettura avvincente alla scoperta della attività della ElCom.



2 Sicurezza dell'approvvigionamento



I trasformatori svolgono una funzione fondamentale in relazione all'aumento delle importazioni di energia elettrica in Svizzera, in quanto permettono di accoppiare la rete di trasporto europea a 380 kilovolt alla rete di trasporto svizzera a 220 kilovolt. Nella foto, un trasformatore a variazione di fase della sottostazione di Beznau.

Nel 2018 la system adequacy – la sicurezza a lungo termine dell'approvvigionamento – è stata al centro dei lavori della ElCom. Il direttore Renato Tami si esprime in merito ai principali elementi che emergono dagli studi pubblicati e spiega le conclusioni che la ElCom ne trae.

In una conferenza stampa svolta a fine maggio la ElCom ha dichiarato che, secondo gli studi sulla system adequacy, la sicurezza dell'approvvigionamento a breve e medio termine sarebbe garantita. Lo spegnimento di Mühleberg, previsto per il 2019, non rappresenta quindi un problema per l'approvvigionamento in Svizzera?

È corretto: dagli studi sulla system adequacy 2020 e 2025 emerge che nel breve e medio periodo la sicurezza dell'approvvigionamento è assicurata, anche tenuto conto di alcuni fattori di stress. Se tutte le centrali nucleari della Svizzera saranno collegate alla rete, la situazione in Europa risulterà stabile e quindi anche la disponibilità di energia da importare sarà elevata, anche nel 2025 non avremo problemi di sicurezza dell'approvvigionamento nemmeno senza Mühleberg. Dai calcoli effettuati risulta tuttavia che la vulnerabilità della sicurezza dell'approvvigionamento crescerà

be molto soprattutto se più centrali nucleari venissero messe fuori esercizio.

Secondo la ElCom a lungo termine la situazione appare meno positiva. In scenari di stress la sicurezza dell'approvvigionamento sarebbe in parte a rischio. Come dobbiamo immaginarci un tale pericolo, cosa significa concretamente?

Ora, se contrariamente al nostro scenario di base intervengono fattori di stress, come ad esempio nel caso in cui in un inverno freddo la Francia avesse un accesso limitato al proprio parco di impianti di produzione a causa di un guasto tecnico, ciò si ripercuoterebbe sulle nostre importazioni di energia e quindi sulla sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. Se a ciò si aggiungesse una produzione bassa da noi – ad es. perché più nessuna centrale nucleare è collegata alla rete, il livello di riempimento dei bacini artificiali è basso e la

produzione delle centrali ad acqua fluente è scarsa – la situazione si aggraverebbe. Nel caso peggiore si arriverebbe a riduzioni del carico. Per ridurre al minimo questo rischio per la Svizzera e garantire che la situazione rimanga stabile anche in futuro, chiediamo non solo una riserva strategica, ma anche l'introduzione nella legge sull'approvvigionamento elettrico di incentivi volti a mantenere la produzione invernale nazionale.

Lei è quindi a favore della creazione di una riserva strategica, ma sostiene anche che da sola essa non è sufficiente e chiede ulteriori misure. Come dovrebbero essere esattamente tali misure? E chi li pagherebbe?

Ci fa piacere che l'Ufficio federale dell'energia proponga nell'ambito della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico la creazione di una riserva strategica. Questo strumento potrebbe supportare l'approvvigionamento in caso di situazioni critiche sporadiche e a breve termine. Chiediamo tuttavia condizioni quadro giuridiche supplementari che permettano, in caso di bisogno, di adottare senza perdite di tempo misure strutturali volte a mantenere la produzione invernale interna. In concreto ciò significa che quando le centrali nucleari svizzere saranno disattivate dovremo poter disporre in inverno di capacità sostitutive oppure, in alternativa, di importazioni garantite. Le importazioni dai nostri Paesi vicini, però, possiamo influenzarle solo indirettamente. Per quanto riguarda le capacità sostitutive abbiamo sempre dichiarato di voler prescindere da una particolare tecnologia e di non volere pertanto formulare raccomandazioni a favore di determinati strumenti; spetta alla politica effettuare le valutazioni del caso. La questione del finanziamento è interessante e ancora una volta è la politica a doverla affrontare, di concerto con le AAE. È chiaro che tali misure hanno un costo, ma è altrettanto chiaro che servono incentivi agli investimenti. Questo aspetto deve essere preso in considerazione nell'analisi costi-rischi. Se delle misure possono garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine, riteniamo fondamentalmente che valga la pena investire in esse. Naturalmente l'aspetto dell'efficienza dei costi non deve essere trascurato al momento della scelta di una soluzione.

Parola chiave: accordo sull'energia elettrica. Non è ancora chiaro se ci sarà un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE. Se non si dovesse arrivare a un simile accordo, quali sarebbero le conseguenze per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera?

La condizione preliminare posta dall'UE per un accordo sull'energia elettrica con la Svizzera è l'accordo quadro. Senza un accordo sull'energia elettrica la Svizzera non avrebbe spesso voce in capitolo nelle decisioni importanti e nei comitati. Un accordo sull'energia elettrica sarebbe auspicabile, tra l'altro, per la stabilità della rete, a sua volta importante per la sicurezza dell'approvvigionamento.



«Anche con un accordo sull'energia elettrica, non tutti i problemi di sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera sarebbero risolti.»

Renato Tami
Direttore della ElCom

Ad esempio, i flussi di carico non programmati che si verificano durante lo scambio di energia dalla Germania alla Francia gravano sulla rete elettrica svizzera. Con un accordo sull'energia elettrica la Svizzera avrebbe la possibilità di partecipare al flow-based market coupling e di affrontare questi temi. Tuttavia ciò non significa che un accordo sull'energia elettrica risolverebbe tutti i problemi di sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera. Senza un accordo occorrerebbe affrontare le sfide in modo diverso.

2.1 Panoramica

Ai sensi della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI, art. 22 cpv. 3 e 4), la ElCom è responsabile di sorvegliare sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Qualora si prospetti una notevole minaccia a medio o lungo termine per la sicurezza dell'approvvigionamento indigeno, la ElCom propone al Consiglio federale provvedimenti secondo l'articolo 9 LAEI. Le misure possono riguardare l'efficienza dell'utilizzazione di energia elettrica, l'acquisizione di energia elettrica o il rafforzamento e potenziamento di reti elettriche. La sicurezza dell'approvvigionamento è garantita quando

in ogni momento è disponibile su tutta la rete la quantità di energia elettrica desiderata, con la necessaria qualità e a prezzi adeguati.

Per adempiere a questo mandato la ElCom vigila sulla sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo termine attraverso un'attività di monitoraggio generale a livello di reti, produzione, prezzi e tariffe nonché di contesto. Nei capitoli che seguono vengono presentati risultati significativi di questo monitoraggio per l'anno in esame.

2.2 Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza dell'approvvigionamento

2.2.1 Rapporto sulla sicurezza dell'approvvigionamento

Nel rapporto 2016 era stata rilevata la necessità di intervenire in particolare nei settori della produzione e del potenziamento delle reti. Nel 2016 e 2017 è stato possibile potenziare la capacità di trasformazione fra il livello di 380 kilovolt e quello di 220 kilovolt (a Beznau, Romanel e Veytaux). Nel 2017 ha preso avvio l'installazione del nuovo trasformatore a Mühleberg e per il 2019 è previsto il potenziamento del trasformatore di Laufenburg. Inoltre, dopo una sentenza del massimo tribunale, può ora essere realizzato il tratto di linea fra Chamoson e Chippis, per anni oggetto di una controversia legale. È stata poi avviata la procedura per l'innalzamento della tensione su due tratti critici della rete, fra Chippis e Bickigen e fra Bassecourt e Mühleberg. In considerazione di questi progressi concreti il potenziamento della rete appare un po' meno critico di quanto rappresentato nel rapporto 2016. Occorre tuttavia sottolineare che diversi progetti di elettrodotti sono bloccati da opposizioni e sono quindi destinati a subire ulteriori ritardi. La sicurezza dell'approvvigiona-

mento nella rete di distribuzione può essere considerata molto buona. Negli ultimi sei anni la disponibilità della rete ha raggiunto un livello di qualità molto elevato. Ciò è confermato anche dal confronto tra i vari Paesi condotto ogni anno dal Consiglio dei regolatori europei dell'energia (Council of European Energy Regulators, CEER).

La questione della produzione continua a restare al centro dell'attenzione. Sulla base della necessità d'intervento individuata, nel 2017 la ElCom ha avviato ulteriori indagini sulla system adequacy. In una prima fase è stata esaminata la sicurezza di approvvigionamento nel 2020 e in una seconda fase quella nel 2025. I risultati dettagliati e le conclusioni della ElCom sono riportati nei due rapporti sulla System Adequacy (cfr. anche capitolo 2.2.4).

Al centro dell'attenzione vi è ora anche lo sviluppo del quadro giuridico nazionale e internazionale. A livello internazionale, in seguito all'entrata in vigore dei codici, le norme sulle

operazioni di interconnessione finora negoziate in base al diritto privato saranno sistematicamente implementate sulla base del diritto dell'UE. Se, dopo l'elaborazione delle relative metodologie, la Svizzera verrà messa di fronte al fatto compiuto, la tutela degli interessi svizzeri sarà possibile solo in misura limitata. Nell'ottica della sicurezza di approvvigionamento si tratta di un'evoluzione problematica, poiché anche le questioni tecniche vengono disciplinate in collaborazione con la Svizzera solo in caso di necessità. Ciò può compromettere la sicurezza della rete (calcolo della capacità) e quindi avere conseguenze di vasta portata sull'economia ener-

getica (disponibilità delle importazioni). Dal punto di vista del regolatore, un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE contribuirebbe a disciplinare in modo più sistematico le questioni transfrontaliere. Da una parte, un accordo faciliterebbe la salvaguardia degli interessi svizzeri, il che potrebbe essere utile nei casi in cui già oggi di fatto le decisioni non possono essere influenzate, o solo in misura limitata, dalla Svizzera; dall'altra, tuttavia, è chiaro che anche in caso di conclusione di un accordo sull'energia elettrica non vi sarebbe alcuna garanzia di poter tutelare meglio o completamente gli interessi della Svizzera in ogni caso.

2.2.2 Analisi retrospettiva dell'inverno 2017 / 2018

Nell'inverno 2017/2018 le temperature medie registrate nel Paese erano nella norma, le riserve idriche all'inizio della stagione fredda erano buone, la disponibilità media di energia per l'importazione era elevata e la situazione per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera era dunque assai tranquilla.

Con le basse temperature il consumo di energia elettrica aumenta a causa dei riscaldamenti elettrici. In febbraio sono state registrate temperature invernali e a fine mese un'ondata di freddo ha colpito la Svizzera e tutti i Paesi limitrofi. Questa situazione ha determinato picchi di carico che hanno raggiunto i 10,2 GW in Svizzera e i 92,8 GW in Francia. Negli ultimi tre giorni di febbraio la Francia ha dovuto quindi importare energia e ha sospeso in parte completamente l'attribuzione di capacità per le esportazioni verso la Svizzera.

All'inizio dell'inverno la produzione di energia nucleare della Francia era notevolmente ridotta perché circa il 30% delle centrali non era disponibile. A dicembre l'aumento della domanda in Francia e in Italia ha portato a uno sfrut-

tamento oltre la media delle riserve idriche svizzere. Il 19 dicembre, dopo una lunga interruzione, la centrale nucleare di Leibstadt ha potuto riprendere l'esercizio produttivo.

In montagna l'inverno ha portato molta neve. Anche a causa delle intense precipitazioni di gennaio, a febbraio le riserve nevose hanno raggiunto il livello massimo stagionale degli ultimi vent'anni, il che ha aiutato l'approvvigionamento in Svizzera. Infine, con il ripristino di Beznau 1 alla fine dell'inverno, per la prima volta dopo tre anni erano di nuovo in esercizio tutte e cinque le centrali nucleari della Svizzera.

A gennaio le tempeste «Burglind» ed «Evi» hanno causato numerosi problemi all'esercizio delle reti, ma grazie all'adozione di opportune misure operative l'approvvigionamento non ha subito grosse interruzioni. Nella prima metà dell'inverno le importazioni sono state talvolta superiori alla media, mentre nella seconda metà hanno prevalso le esportazioni. A gennaio ci sono stati elevati transiti verso l'Italia, e la Svizzera si è trovata in modalità esportazione per circa un terzo del tempo, una quota piuttosto elevata.

2.2.3 Situazione nell'inverno 2018 / 2019

L'inverno è iniziato con temperature molto miti e, nonostante la siccità iniziale, con un buon livello di riempimento dei bacini artificiali. La disponibilità produttiva delle centrali nucleari francesi era normale e anche in Svizzera tutte le 5 centrali nucleari erano collegate alla rete.

A settembre il Belgio ha deciso per la prima volta dal 2014 di non acquistare una riserva strategica per l'inverno 2018/2019; da ottobre a dicembre, pertanto, fino a sei delle sette centrali nucleari belghe non sono state disponibili (in modo pianificato o all'improvviso). Ciò ha portato a oscillazioni di prezzo sul mercato a termine e sul mercato spot fino a 500 euro/MWh. Tuttavia, nel 2018 le interruzioni dell'approvvigionamento inizialmente annunciate in Belgio hanno potuto essere evitate. Perché ciò fosse possibile il gestore della

rete di trasporto Electrabel ha aumentato la produzione nazionale e la flessibilità ed è ricorso alle capacità di produzione nei Paesi limitrofi. Secondo dichiarazioni del governo, tuttavia, la situazione dell'approvvigionamento in Belgio è rimasta tesa anche nel primo trimestre del 2019.

A fine ottobre il ciclone «Vaia» ha danneggiato una linea a 380 kV sul Passo dell'Albula: quattro tralicci sono stati abbattuti e la capacità di transito verso l'Italia rimarrà ridotta di 900 MW fino alla rimessa in esercizio prevista per la fine di luglio 2019. Per ragioni di sicurezza dei lavoratori in alta montagna si è deciso di non optare per una soluzione di emergenza temporanea per questo inverno. Non si temevano ripercussioni negative per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera.

2.2.4 Studio sulla system adequacy 2025

La ElCom ha condotto uno studio dettagliato sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico nel 2025. Lo studio si basa su calcoli probabilistici per il sistema energetico europeo, con particolare attenzione alla Svizzera. Il presupposto di base della ElCom è che anche nel 2025 la Svizzera non avrà ancora concluso un accordo sull'energia elettrica con l'UE; ne deriva un secondo presupposto, è cioè che in futuro le importazioni di elettricità verso la Svizzera saranno limitate. Oltre a uno scenario di base sono stati esaminati anche tre scenari di stress, ipotizzando un'ulteriore limitazione delle importazioni da Germania, Francia e Italia e una ridotta disponibilità di produzione interna ed estera.

Sulla base dei risultati emersi la ElCom è giunta alla conclusione che nel caso si verificassero gli scenari più probabili, ossia lo scenario di base e lo scenario di stress più mite, il mercato potrà garantire la sicurezza dell'approvvigionamento; nel caso dei due scenari di stress più critici, che non si possono escludere se si presentasse una serie di circostanze sfortunate, vi sono indicatori significativi che fanno prevedere una possibile interruzione dell'approvvigionamento. In questi scenari, poco probabili, dovrebbe essere decisiva la misura in cui si potranno attivare riserve all'interno e all'esterno del mercato.

2.3 Flussi non programmati

In una rete a maglie il flusso di corrente effettivo non corrisponde mai esattamente ai flussi stabiliti in un accordo commerciale e, quindi, pianificati. La differenza tra il flusso fisico e il flusso stabilito dagli accordi commerciali scorre come flusso non programmato attraverso la rete di trasporto: ad es. il 30% della quantità di corrente diretta dalla Germania alla Francia passa fisicamente attraverso la Svizzera.

Con l'introduzione del sistema di flow-based market coupling nell'Europa centro-occidentale, da cui la Svizzera è esclusa, le capacità di scambio dalla Germania verso la Francia sono aumentate sensibilmente, e questa situazione è talvolta all'origine, soprattutto in inverno, del

congestionamento della rete svizzera. La ElCom, Swissgrid e l'UFE hanno tenuto uno scambio intenso con i competenti comitati dell'Europa centro-occidentale. Si attende una soluzione ad interim entro la seconda metà dell'inverno 2018/2019, mentre continuano i colloqui per arrivare a una soluzione duratura.

In vista dell'imminente espansione e trasformazione nella regione «CORE» dell'Europa centro-occidentale, la ElCom ha partecipato anche alla consultazione sui metodi di calcolo delle capacità applicati nella regione «CORE» per chiedere che le reti di Paesi terzi siano prese in considerazione correttamente.

2.4 Cibersicurezza

Le reti elettriche sono sempre più controllate e monitorate mediante tecnologie dell'informazione e della comunicazione «intelligenti». Questi sistemi offrono al gestore di rete maggiori possibilità di controllo e consentono un esercizio più efficiente del sistema e la possibilità di offrire nuovi servizi. Tuttavia, a causa di questa crescente interconnessione informatica aumenta anche il rischio che, per esempio, degli hacker penetrino nella rete elettrica e violino la disponibilità¹, l'integrità² o la riservatezza³ dei dati, oppure distruggano degli impianti. Un simile evento può causare ingenti danni finanziari e soprattutto una perdita d'immagine al gestore di rete interessato. In casi estremi, un'interruzione della corrente in una vasta zona del Paese potrebbe causare, secondo gli

scenari studiati dall'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), feriti, morti nonché danni all'ambiente. La cibersicurezza è quindi un elemento chiave per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro.

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 LAEI, la ElCom ha il compito di sorvegliare i mercati dell'energia elettrica in vista di assicurare un approvvigionamento sicuro e economicamente accettabile in tutte le regioni del Paese. Ciò include implicitamente i rischi informatici e quindi anche il monitoraggio regolare dello stato della cibersicurezza presso gli operatori di rete.

Per tale ragione la ElCom ha deciso di fare il punto della situazione in merito alle misure

organizzative e tecniche adottate dai 92 maggiori gestori di rete nell'ambito della sicurezza informatica. Scopo dell'indagine non è verificare stadio di tutte le misure di cibersicurezza, bensì la gestione dei rischi, la sensibilizzazione dei collaboratori e il rapporto con i fornitori di servizi esterni nonché questioni di base relative all'architettura di rete e al riconoscimento degli incidenti informatici. Pertanto, le osservazioni e raccomandazioni che seguono valgono solo per i temi esaminati. Ai fini dell'analisi la ElCom si orienta agli standard e alla documentazione di settore esistenti.

Visto il crescente grado di interconnessione la cibersicurezza diventa sempre più importante. La ElCom non solo accoglie con favore ma ritiene addirittura una premessa necessaria l'attuazione efficiente e basata sui rischi dei documenti di settore dell'AES «ICT Continuity»,

«Handbuch Grundsatz für Operational Technology in der Stromversorgung» e «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen», conformemente alla guida PIC dell'UFPP. Basandosi sui risultati emersi dall'indagine la ElCom considera di fondamentale importanza il miglioramento delle misure organizzative, in particolare lo sviluppo di linee guida e programmi di formazione, la protezione della OT e la garanzia della fornitura attraverso un sistema ridondante. Nel senso della sussidiarietà occorre inoltre promuovere gli sforzi per la creazione di un CERT di settore.

1 Disponibilità significa che un organo autorizzato può, su richiesta, accedere e utilizzare sistemi e dati protetti.

2 Integrità significa la correttezza e la completezza dei dati elaborati, da un lato, e il corretto funzionamento dei sistemi, dall'altro.

3 Per riservatezza si intende la protezione dei sistemi e dei dati contro l'accesso non autorizzato da parte di persone o processi.

2.5 Qualità dell'approvvigionamento

2.5.1 Disponibilità della rete

Una buona qualità dell'approvvigionamento presuppone, tra i vari aspetti, un'elevata disponibilità della rete, il cui andamento in Svizzera viene monitorato dal 2010. A tal fine la ElCom si basa sugli usuali indicatori internazionali SAIDI (System Average Interruption Duration Index) e SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Il SAIDI quantifica la durata media delle interruzioni per consumatore finale, il SAIFI la frequenza media delle interruzioni per consumatore finale. Il calcolo del SAIDI e del SAIFI tiene conto di tutte le interruzioni non programmate superiori ai tre minuti e causate da eventi naturali, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni.

Per monitorare la disponibilità della rete la ElCom analizza le interruzioni riferite ai 96 maggiori gestori di rete svizzeri, che tramite le loro reti gestiscono circa l'89 per cento del volume di fornitura svizzero totale. Nel 2017 i 96 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 4'814 interruzioni non programmate (cfr. tabella 1), in aumento quindi rispetto all'anno precedente. Il numero di interruzioni, tuttavia, non è di per sé indicativo della disponibilità della rete; a tal fine deve essere letto in rapporto alla durata delle stesse e al numero di consumatori finali interessati.

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017¹ | Unità |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------------|-------------------------------------|
| Interruzioni | 4'615 | 4'039 | 4'401 | 4'328 | 4'814 | Numero |
| SAIDI | 15 | 13 | 11 | 9 | 10 | Minuti per consumatore finale |
| SAIFI | 0.28 | 0.22 | 0.23 | 0.20 | 0.21 | Interruzioni per consumatore finale |

Tabella 1: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera 2013–2017 (solo interruzioni non pianificate)

Nel 2017 la durata media delle interruzioni non programmate è stata pari a dieci minuti per consumatore finale, registrando un aumento a livello nazionale di un minuto rispetto all'anno precedente. Nel 2017 la frequenza media di un'interruzione non pianificata per consumatore finale è leggermente aumentata rispetto all'anno precedente, attestandosi a 0,21 interruzioni per consumatore finale.

Nel complesso, dal 2013 la disponibilità della rete svizzera ha avuto uno sviluppo positivo. I valori SAIDI e SAIFI più elevati registrati nel

2013 erano principalmente dovuti a eventi naturali straordinari (tempesta e neve). L'alta qualità dell'approvvigionamento in Svizzera trova conferma anche nel confronto internazionale: secondo il «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply», infatti, la Svizzera rientra nel gruppo di Paesi con la migliore qualità di approvvigionamento in Europa.

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2018 saranno pubblicate a giugno 2019 e potranno essere consultate sul sito Internet della ElCom.

2.5.2 Capacità d'importazione

Oltre alla disponibilità della rete, anche la capacità d'importazione disponibile è un parametro fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera. Per questo motivo la ElCom osserva lo sviluppo della capacità di frontiera disponibile (Net Transfer Capacity, NTC, composta da Import NTC ed Export NTC). La NTC indica quanta capacità di trasporto sulle reti di interconnessione con i Paesi limitrofi può essere sfruttata senza

pregiudicare gli standard di sicurezza. Swissgrid ne stabilisce il valore per tutti e quattro i confini svizzeri, d'intesa con i gestori delle reti di trasporto dei Paesi vicini. La capacità d'importazione del Principato del Liechtenstein, che rientra nella zona di regolazione Svizzera, viene sommata a quella austriaca. La Tabella 2 fornisce un quadro dell'andamento della capacità d'importazione disponibile.

| NTC (MW) | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Paesi confinanti a nord | 4'799 | 5'225 | 5'245 | 5'265 | 5'034 |
| Francia | 3'093 | 3'073 | 2'974 | 3'007 | 2'772 |
| Germania | 1'094 | 1'373 | 1'468 | 1'501 | 1'396 |
| Austria | 612 | 779 | 803 | 757 | 866 |
| Italia | 1'722 | 1'722 | 1'717 | 1'722 | 1'722 |

Tabella 2: Capacità d'importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2014–2018

Visto che lo scambio di energia con i Paesi confinanti avviene principalmente sulla rete a 380 kV ma l'energia elettrica importata viene poi fornita ai clienti finali attraverso la rete a 220 kV, la massima capacità d'importazione possibile della Svizzera è determinata in primo luogo dalla capacità disponibile dei trasformatori di accoppiamento (380/220 kV). Tra il 2014 e il 2018 l'andamento della capacità d'importazione ai singoli confini nazionali è stato relativamente stabile per l'Italia e in lieve aumento per Germania e Austria, nono-

stante il leggero calo registrato per la Germania nel 2018, compensato dall'aumento per l'Austria – in particolare nell'ultimo trimestre 2018; ha contribuito a questo risultato anche l'entrata in esercizio della nuova sottostazione di Rüti (SG) nell'autunno 2017. D'altro can-
to, i nuovi sistemi di pianificazione e previsio-
ne introdotti da Swissgrid hanno permesso di ottimizzare, dall'inverno 2015, la capacità d'importazione al confine tedesco e austriaco. Nel caso della Francia, invece, la capacità di importazione è notevolmente diminuita.

2.5.3 Capacità d'esportazione

Visti i flussi di transito elevati che attraversano la Svizzera da nord verso sud, anche la capacità d'esportazione disponibile verso l'Italia e la Francia riveste un ruolo importante per la sicurezza di approvvigionamento del Paese (cfr. Tabella 3). L'entità di tale capacità d'esportazione ha inoltre un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità d'importazione della Svizzera al confine con la Francia, la Germania e l'Austria. Dopo che le due linee a 380 kV sul Passo dell'Albula (GR; Filisur-Robbia e Pradella-Robbia-Sils) sono state danneggiate dalla tempesta «Vaia» alla fine di ottobre 2018, la

capacità di esportazione verso l'Italia si è ridotta di 900 MW. La ripresa dell'esercizio delle due linee è prevista solo per l'estate del 2019. Inoltre, negli anni passati il gestore della rete di trasmissione italiana TERNA ha disposto più spesso riduzioni di capacità per garantire la stabilità della rete interna italiana, in particolare nei periodi di basso consumo (ad es. in estate, durante le vacanze o nei giorni festivi). A ciò si aggiungono le riduzioni di capacità operate in inverno per garantire la sicurezza della rete svizzera. Per tutti questi motivi nel 2018 la capacità di esportazione verso l'Italia è diminuita.

| NTC (MW) | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Italia | 2'557 | 2'948 | 2'986 | 2'986 | 2'654 |
| Francia | 1'113 | 1'188 | 1'125 | 1'180 | 1'184 |

Tabella 3: Andamento della capacità d'esportazione della Svizzera verso l'Italia e la Francia 2014–2018

2.5.4 Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati

Molti degli impianti fotovoltaici (impianti FV) installati nella zona di regolazione Svizzera e nella rete di interconnessione europea sono configurati in modo tale da scollegarsi immediatamente dalla rete se la frequenza raggiunge il valore di 50,2 Hz. Di conseguenza, alla rete viene sottratta improvvisamente una quantità rilevante di produzione elettrica. Questa circostanza mette a rischio l'esercizio sicuro della rete. Per arginare il problema occorre garantire a livello europeo – e quindi anche all'interno della zona di regolazione Svizzera – che non vengano collegati alla rete ulteriori impianti sprovvisti della necessaria configurazione di sicurezza.

Il 6 marzo 2018 la ElCom ha pertanto emanato la direttiva 1/2018, che è stata pubblicata sul suo sito Internet. Nella direttiva la ElCom chiede ai gestori delle reti di distribuzione della zona di regolazione Svizzera di provvedere immediatamente, mediante condizioni tecniche di allacciamento adeguate, affinché tutti gli impianti di produzione di energia elettrica (IPE) decentrati messi in esercizio per la prima

volta nei rispettivi compensori rispettino i parametri per la stabilità della frequenza definiti nella documentazione di settore AR/IPE-CH 2014 come pure le altre disposizioni necessarie per un esercizio sicuro della rete.

Inoltre, il 15 giugno 2018 i gestori di rete sono stati informati di un programma di retrofit avente l'obiettivo di ridurre a un massimo di 200 MW la potenza totale di tutti gli impianti fotovoltaici non conformi presenti nella zona di regolazione Svizzera. Per la ElCom è molto importante che tale obiettivo venga raggiunto con il minor onere possibile per i gestori di rete e i produttori coinvolti. Per tale ragione l'obbligo di retrofit per gli impianti FV non conformi previsto dal programma interessa in un primo momento solo gli impianti FV con una potenza allacciata ≥ 100 kVA. In base al feedback dei gestori di rete la ElCom sarà in grado di valutare se l'obiettivo prefissato può essere raggiunto solo adeguando questi impianti; in caso contrario, in una seconda fase del programma di retrofit dovrebbero essere inclusi anche gli impianti FV più piccoli.

2.6 Prestazioni di servizio relative al sistema

Per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro è necessario che vi siano sufficienti capacità per produrre energia elettrica nonché una rete di trasporto e distribuzione di dimensioni adeguate per trasportare l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata in rete, la quantità di elettricità immessa in rete deve corrispondere esattamente, in ogni momento, a quella prelevata. Nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori energetici, tuttavia, non è possibile fare una pianificazione esatta, per cui occorre costantemente compensare anche i minimi scostamenti rispetto ai valori teorici.

Tale compensazione avviene perlopiù adattando la produzione elettrica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali che consentano di regolare la loro produzione in modo particolarmente efficace. La potenza di regolazione approntata da tali impianti viene acquistata nell'ambito di una procedura orientata al mercato, i cui costi vengono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) generali. In essa vengono incorporate anche altre prestazioni di servizio necessarie al funzionamento sicuro della rete, come gestione del bilancio, capacità di partenza senza ali-

mentazione di rete e capacità di servizio isolato, mantenimento della tensione o compensazione delle perdite attive. La potenza di regolazione rappresenta tuttavia la componente finanziariamente più significativa delle prestazioni di servizio relative al sistema. Nell'anno in rassegna i costi per la potenza di regolazione sono stati pari a circa 76 milioni di franchi, l'importo più basso registrato finora.

La figura 1 illustra l'andamento dei costi della potenza di regolazione negli ultimi cinque anni. L'aumento registrato nel 2016 è imputabile alle difficoltà di approvvigionamento avute in Svizzera durante l'inverno. Da un confronto su diversi anni emerge che i costi della potenza di regolazione sono diminuiti, fatta eccezione per il 2016.

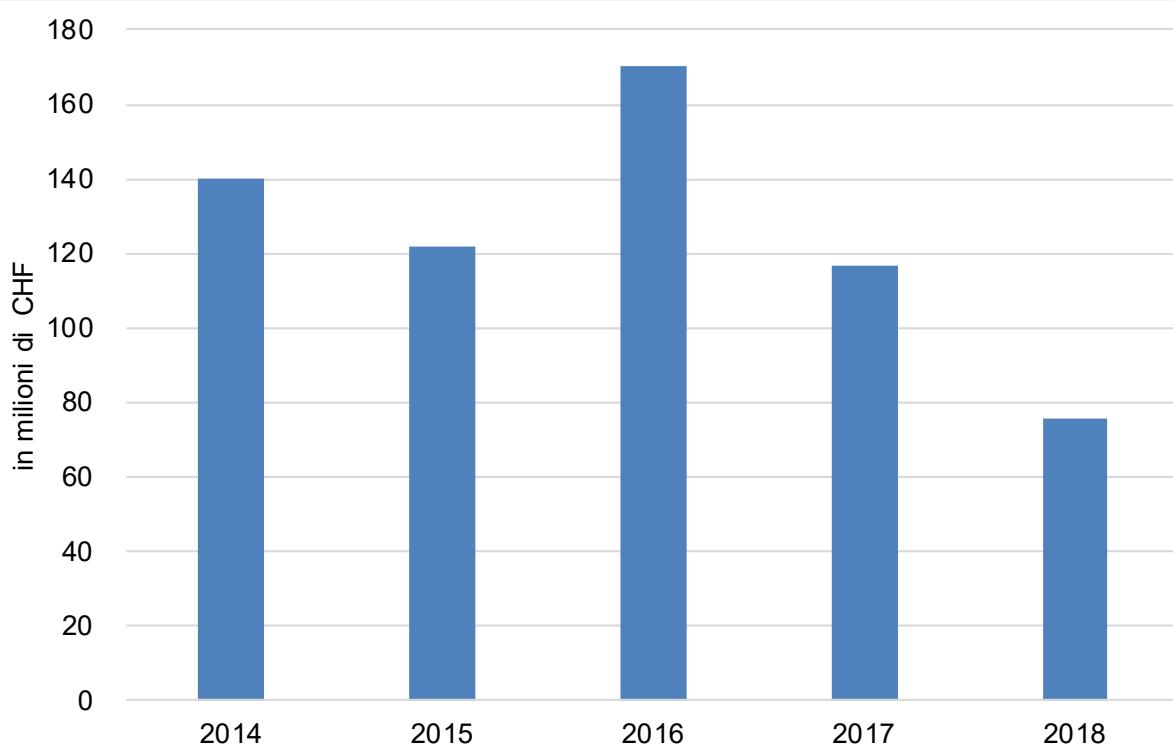


Figura 1: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2014 al 2018

Dal 2016 Swissgrid acquista anticipatamente per la primavera una parte della potenza di regolazione. Così facendo si garantisce, da un lato, la disponibilità delle riserve idriche e, dall'altro, si incrementa la sicurezza della pianificazione per i gestori delle centrali ad accumulazione. L'acquisto anticipato è importante per la gestione dei rischi e consente ai diversi attori di svolgere consapevolmente il proprio

ruolo. Nell'anno in rassegna i costi dell'acquisto anticipato sono stati pari a circa 15 milioni di franchi, mentre nel 2017 e nel 2016 ammontavano rispettivamente a circa 22 e 32 milioni di franchi. La riduzione è stata resa possibile all'ottimizzazione del periodo di svolgimento del bando di gara e dai bassi prezzi di mercato.

3 Le reti



L'esercizio della rete elettrica svizzera è assicurato da circa 640 gestori di rete. Nella foto, una linea a media tensione nella valle bernese del Simmental.

3.1 Cifre e fatti delle reti elettriche svizzere

La rete elettrica svizzera si estende su una lunghezza totale di circa 202'262 chilometri, ossia cinque volte la circonferenza terrestre. Per il 70 per cento è costituita dalle reti di distribuzione locali (livello 7), mentre la rete di trasporto nazionale di Swissgrid rappresenta soltanto poco più del tre per cento. Nell'ambito del reporting periodico sulla contabilità analitica, la ElCom effettua un rilevamento annuale delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto. Il numero dei gestori di rete riportato nella tabella 4 si riferisce ai gestori che hanno fornito informazioni sulle classi di impianto. Nel corso degli anni passati la struttura quantitativa degli impianti si è ampliata

leggermente nella maggior parte delle categorie. Conformemente alle aspettative, con la progressiva posa di cavi interrati sono diminuite le linee aeree e i trasformatori su palo, mentre sono aumentati i cavi e le stazioni di trasformazione. Tra il 2013 e il 2017 la rete elettrica è stata ampliata del tre per cento. Nel 2017 si registravano circa 5,1 milioni di destinatari di fattura a fronte di quasi 5,6 milioni di punti di misurazione. Secondo dati dell'Ufficio federale di statistica (UST) la Svizzera conta poco più di 0,6 milioni di imprese (2016) e quasi 8,5 milioni di abitanti (2017). Tra il 2013 e il 2017 la crescita demografica è stata leggermente superiore al quattro per cento.

| Categoria di impianti | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Unità |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|-------------|
| Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7) | 111'626 | 116'477 | 119'621 | 119'277 | 120'509 | km |
| Cavo interrato AT (LR3) | 1'976 | 2'031 | 1'911 | 1'924 | 1'992 | km |
| Cavo interrato MT (LR5) | 32'833 | 33'544 | 33'870 | 34'044 | 34'675 | km |
| Cavo interrato BT (LR7) | 75'127 | 76'311 | 77'590 | 78'011 | 79'269 | km |
| Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7) | 50'972 | 52'569 | 53'931 | 54'240 | 55'011 | km |
| Linea aerea e cavo AAT (LR1) | 6'750 | 6'750 | 6'750 | 6'629 | 6'590 | km di linea |
| Linea aerea AT (LR3) | 7'059 | 7'158 | 6'904 | 6'738 | 6'791 | km di linea |
| Linea aerea MT (LR5) | 11'151 | 10'914 | 10'590 | 10'061 | 9'784 | km di linea |
| Linea aerea BT (LR7) | 10'227 | 9'719 | 10'653 | 11'621 | 8'150 | km di linea |
| Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5 | 1'097 | 1'314 | 963 | 893 | 1'056 | numero |
| Transformatore LR2 | 155 | 152 | 146 | 148 | 151 | numero |
| Quadro di comando LR2 ¹ | 163 | 177 | 165 | 159 | 164 | numero |
| Transformatore LR3 ² | 82 | 81 | 78 | 79 | 77 | numero |
| Quadro di comando LR3 ¹ | 2'449 | 2'545 | 2'606 | 2'577 | 2'600 | numero |
| Transformatore LR4 | 1'144 | 1'145 | 1'143 | 1'142 | 1'150 | numero |
| Quadro di comando LR4 ¹ | 1'952 | 2'110 | 2'078 | 2'011 | 2'078 | numero |
| Transformatore LR5 ² | 286 | 317 | 190 | 75 | 72 | numero |
| Quadro di comando LR5 ¹ | 29'468 | 26'727 | 28'226 | 30'836 | 29'934 | numero |
| Stazione di trasformazione LR6 | 51'862 | 52'425 | 53'405 | 53'024 | 53'144 | numero |
| Stazione di trasformazione su palo LR6 | 5'831 | 5'685 | 5'748 | 5'402 | 5'457 | numero |
| Cabina di distribuzione cavi BT (LR7) | 170'285 | 171'712 | 174'897 | 174'377 | 174'917 | numero |
| Punti di misurazione (tutti i consumatori) | 5'318'529 | 5'393'370 | 5'452'650 | 5'512'743 | 573'672 | numero |
| Numero di gestori di rete | 672 | 659 | 649 | 643 | 636 | |

1) Per quadri di comando s'intendono il quadro di comando a monte e a valle appartenenti al rispettivo livello di rete; fa eccezione il livello di rete 2, il cui quadro di comando a monte rientra nel livello di tensione 1 ai sensi dell'articolo 2, capoverso 2 OAEI.

2) I trasformatori ai livelli di rete 3 e 5 si riferiscono ai diversi valori di tensione all'interno del livello di rete (ad es. 110 e 50 kV al livello di rete 3).

Tabella 4: Impianti della rete elettrica svizzera

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera si aggira intorno ai 21 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione. Rispetto all'anno precedente il valore residuo degli impianti della rete di distribuzione è cresciuto leggermente, mentre i corrispettivi versati dai consumatori finali per l'utilizzazione di questa rete (al netto dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici e delle tasse di incentivazione delle energie rinnovabili) sono contemporaneamente calati di circa il due per cento, raggiungendo i 3,4 miliardi di franchi.

Le figure seguenti illustrano come avviene la ripartizione della proprietà e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete a seconda delle dimensioni delle imprese per la rete di distribuzione. I 100 maggiori gestori di rete sono stati suddivisi in gruppi di dieci, mentre i restanti costituiscono il gruppo Resto. Come si

può vedere nell'immagine (figura 2), le dieci imprese maggiori (colore blu scuro) possiedono il 43 per cento del valore di tutti gli impianti dichiarati, che equivale circa all'importo raggiunto insieme dalle restanti 90 imprese successive per dimensione. Le circa 540 imprese più piccole («Resto», colore azzurro) possiedono una quota di proprietà del 15 per cento, circa un punto percentuale in meno rispetto a cinque anni fa.

Una distribuzione simile si riscontra anche per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (figura 3). Le dieci imprese maggiori (colore blu scuro) hanno ricevuto poco meno del 46% di tutte le entrate e sono così riuscite ad aumentare la loro quota di 1,3 punti percentuali rispetto a cinque anni prima. La quota del gruppo «Resto» dei piccoli gestori di rete (colore azzurro) ha registrato un leggero calo e si attesta al 14%.

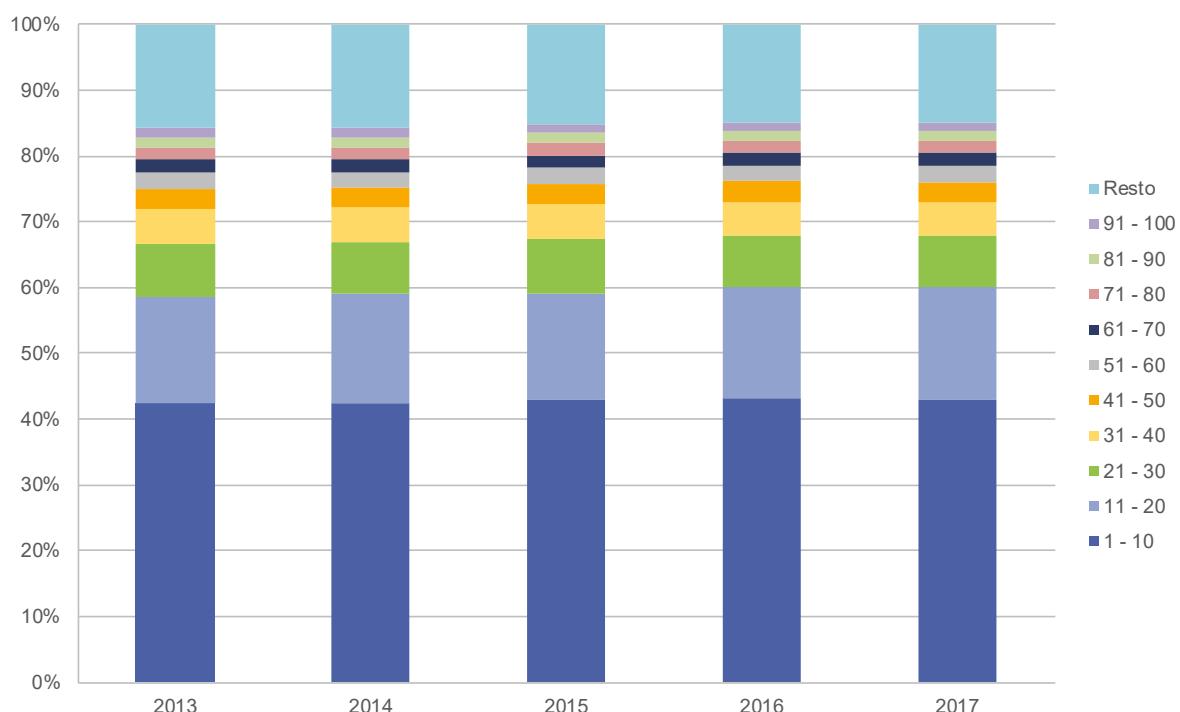


Figura 2: Percentuale di proprietà della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

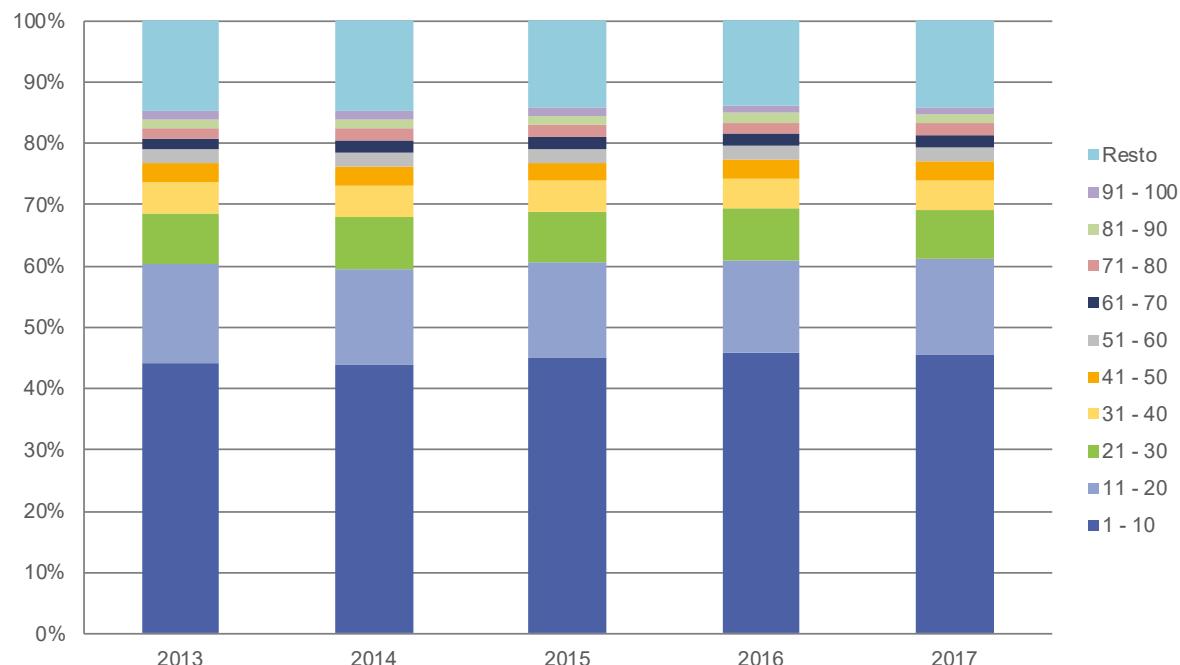


Figura 3: Percentuale dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

Per il 2017 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a poco più di 4,6 miliardi di franchi (inclusi i tributi e le prestazioni nonché i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di rete sono costituiti dai costi di esercizio e del capitale di una «rete sicura, performante ed efficiente», a cui si aggiungono gli oneri fiscali nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici (inclusi i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di esercizio e del capitale rappresentano la componente più rilevante dei costi della rete di distribuzione, con una quota del 72 per cento, pari a 3,3 miliardi di franchi (figura 4). Sommando questo importo alle imposte dirette e

confrontandolo con i corrispettivi per l'utilizzazione della rete sopraccitati, si osserva per il 2017 un surplus di circa 15 milioni di franchi. Negli ultimi cinque anni la quota dei tributi e delle prestazioni è cresciuta di dieci punti percentuali, raggiungendo il 26 per cento. Appartengono a questo gruppo i tributi e le prestazioni chieste dai Cantoni e dai Comuni nonché le tasse di incentivazione previste dal diritto federale per promuovere la produzione di energie rinnovabili. L'incremento si spiega principalmente con il graduale aumento, iniziato nel 2014, della tassa federale per le energie rinnovabili, ma anche i Comuni e i Cantoni hanno aumentato i tributi e le prestazioni richiesti.

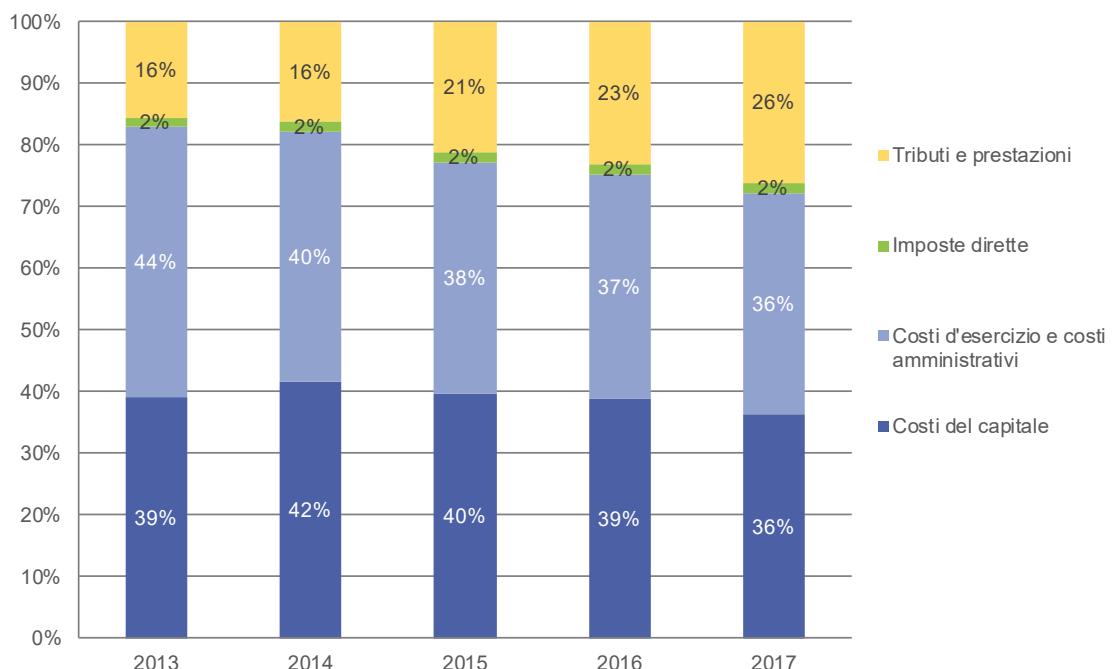


Figura 4: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2017 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 549 milioni di franchi e costi per le prestazioni di servizio relative al sistema per 200 milioni di franchi. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco più di 0,7 miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 4,6 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 5,4 miliardi di franchi all'anno. La figura 5a illustra la loro ripartizione tra i singoli livelli di rete (LR). La rete di distribuzione locale (LR7) è di gran lunga la più costosa, con quasi la metà dei costi totali. Un ulteriore quinto dei costi è causato

dal LR5. In confronto, i costi riconducibili ai tre livelli di trasformazione (LR2, LR4, LR6) – gli anelli di congiunzione tra i diversi livelli di linee – risultano invece ridotti. La rete ad altissima tensione gestita da Swissgrid (LR1, incl. PSRS) totalizza una quota del 15 per cento dei costi. La figura 5b illustra la ripartizione dei costi di rete al netto dei tributi e delle prestazioni. Sorprende che al livello di rete LR7 i costi in franchi e in percentuale rispetto ai costi totali risultino chiaramente più bassi di quanto riportato nella figura 5a: ciò è dovuto al fatto che i tributi e le prestazioni pesano principalmente su LR7 e in misura minore su LR5 e LR3.

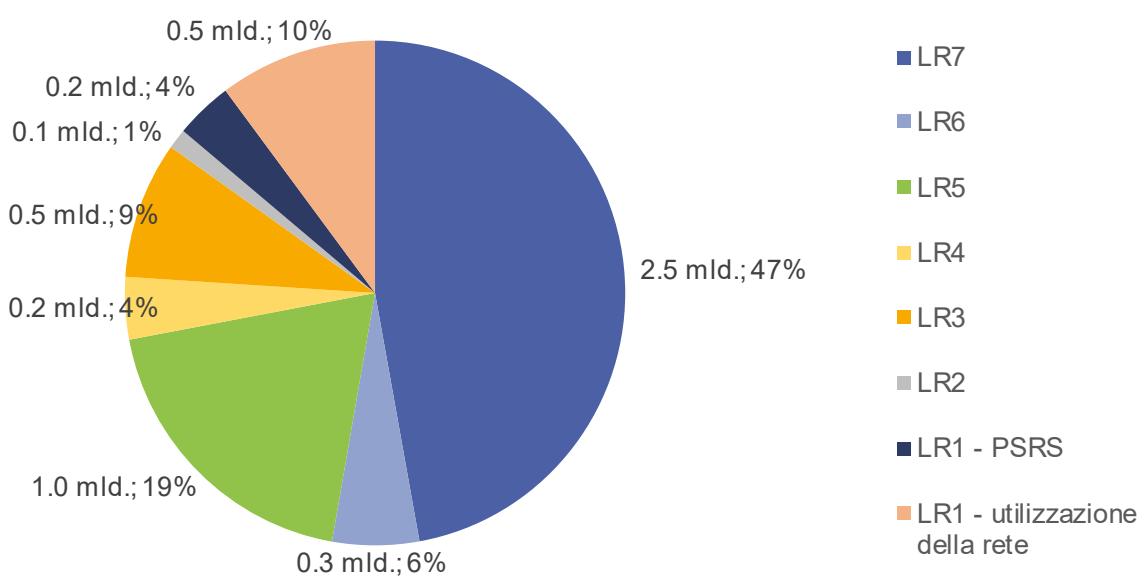


Figura 5a: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2-7), 2017

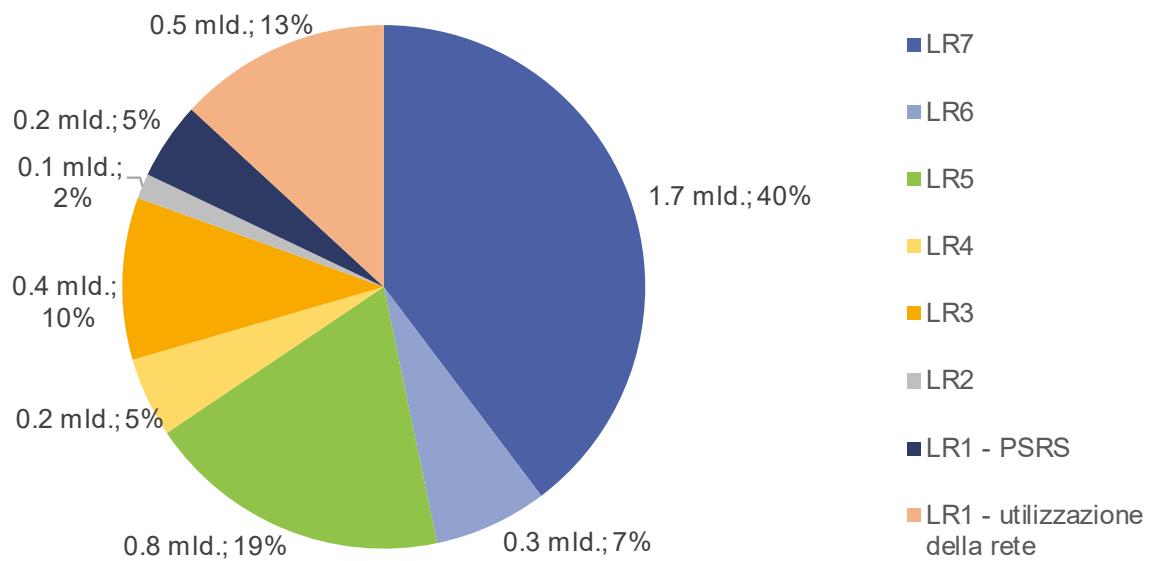


Figura 5b: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (esclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2-7), 2017

3.2 Ampliamento e pianificazione della rete

3.2.1 Piano pluriennale relativo alla rete di trasporto

Nei prossimi anni sono previste a livello federale varie decisioni nell'ambito di procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani, per le quali dovranno essere considerati anche i criteri sanciti dalla LAEI. Pure la ElCom è coinvolta in tali procedure e necessita, ai fini di una loro valutazione, di basi di pianificazione oggettive e trasparenti.

La Strategia Reti elettriche, approvata nel dicembre del 2017, prevede che in futuro Swissgrid rediga il proprio piano pluriennale in base agli scenari di riferimento dell'UFE. Spetterà alla ElCom approvare tale piano (legge federale del 15 dicembre 2017 sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche [modifica della legge sugli impianti elettrici e della legge sull'approvvigionamento elettrico], pubblicata sul Foglio federale 2017, pag. 6763 segg.).

All'inizio del 2015 Swissgrid ha ultimato il rapporto sulla Rete strategica 2025, che ha presentato al pubblico nell'aprile del medesimo anno. Con esso si dispone di una pianificazione unificata a livello nazionale relativa all'assetto della rete di trasporto, che risulta sostanzialmente conforme ai requisiti della LAEI (art. 8 cpv. 2, art. 20 cpv. 2 lett. a). Dal punto di vista della ElCom, il rapporto sulla Rete strategica 2025 costituisce una tappa fondamentale per la pianificazione della rete di trasporto su tutto il territorio elvetico e può altresì contribuire a migliorare il coordinamento internazionale dell'utilizzazione e del finanziamento della rete. L'entità degli in-

vestimenti per l'ampliamento e la manutenzione della rete appare plausibile. Questa pianificazione permetterà di mantenere nel tempo il valore della rete di trasporto.

In linea di principio, il rapporto sulla Rete strategica 2025 tiene conto del criterio dell'equilibrio degli investimenti (art. 22 cpv. 3 LAEI). L'indeterminatezza della «performance» potrebbe tuttavia essere nettamente maggiore rispetto a quanto suggeriscono i calcoli esatti e approfonditi per il beneficio netto dimostrato. Nelle future discussioni relative al piano pluriennale e nella valutazione di eventuali varianti alle procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani occorrerà quantificare i fattori di incertezza attraverso opportuni calcoli della sensibilità. Così facendo, l'analisi costi-benefici acquisterà maggiore significatività. In vista dell'allocazione transfrontaliera dei costi (CBCA), sarà necessario approfondire la discussione metodologica tra Swissgrid e la ElCom nonché in seno a tutti gli organismi preposti. Sulla scorta del rapporto di Swissgrid, il criterio difficilmente quantificabile dell'efficienza può ora essere valutato attraverso un metodo estremamente obiettivo e alla luce di ipotesi trasparenti. Nonostante questo aspetto sia positivo, va considerato che le indeterminatezze riscontrate in sede di valutazione del «beneficio» si riflettono anche nel criterio dell'efficienza. Anche in questo caso andranno pertanto compiuti gli stessi esercizi di calcolo della sensibilità già utilizzati per le incertezze a livello di beneficio.

3.2.2 Piano pluriennale relativo alle reti di distribuzione

Secondo l'articolo 8 capoverso 2 della LAEI, i gestori di rete sono tenuti ad allestire un piano pluriennale atto a garantire una rete sicu-

ra, performante ed efficiente. Tale obbligo vale per le reti con una tensione pari o superiore a 36 kV, per cui ricade – applicando ri-

gorosamente la LAEI – su 50 gestori. In passato l'approccio della ElCom consisteva dapprima nel correggere la sistematica del piano pluriennale a livello di rete di trasporto e solo successivamente nel procedere, in base ai risultati ottenuti, a un eventuale «roll-out» sulla rete di distribuzione con tensione pari o superiore a 36 kV. A tale proposito, con i gestori della rete di distribuzione la ElCom ha trattato una serie di punti del piano plurieniale ritenuti rilevanti dal punto di vista del regolatore, in particolare in caso di incertezze in merito alla computabilità dei costi per diverse varianti di potenziamento (ad es. ipotesi di potenziamento della produzione da fonti rinnovabili rilevanti per gli investimenti e la loro computabilità).

Per quanto concerne la procedura di base per l'allestimento del piano pluriennale, ad oggi la Commissione non vede alcuna necessità di intervento. Il tema, tuttavia, verrà ripreso dalla ElCom non appena il quadro giuridico in materia di «reti elettriche intelligenti» non sarà definito più chiaramente. Per il momento la ElCom suggerisce ai gestori di rete di adottare come riferimento provvisorio il documento settoriale «Mehrjahrespläne für Netze NE2 und NE3» (trad. Piani pluriennali per le reti LR2 e LR3, disponibile in tedesco) dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere AES e, in caso di dubbi in merito alla computabilità dei costi di diverse varianti di potenziamento, di contattare la Segreteria tecnica della ElCom per un primo chiarimento.

3.2.3 Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani

Nell'ambito delle procedure per il Piano settoriale Elettrodotti (PSE) e delle procedure di approvazione dei piani (PAP) la ElCom verifica il rispetto dei criteri contenuti nella LAEI (rete sicura, performante ed efficiente). Nella primavera del 2018 la ElCom, l'UFE e l'ESTI hanno concluso una convenzione per migliorare la cooperazione nell'ambito delle procedure. La convenzione prevede che in caso di divergenze la decisione spetti al DATEC.

Nel 2018 la ElCom ha preso parte, nell'ambito dei compiti conferitigli dalla legge, al gruppo di accompagnamento istituito per la procedura PSE relativa a Niederwil-Obfelden (PSE 611); lo stesso anno ha emanato un parere in merito alla procedura di approvazione dei piani per La Bâtieaz. Per quanto concerne la rete di distribuzione, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani per progetti di incremento della tensione.

3.3 Investimenti nell'infrastruttura di rete

Nell'ambito della sua attività di vigilanza, la ElCom verifica che gli investimenti siano sufficienti a mantenere la rete elettrica in buono stato.

3.3.1 Investimenti nella rete di trasporto

Tenendo conto dei risultati degli anni passati, il budget bottom-up di 145,4 milioni di franchi è stato ridotto di 12,9 milioni di franchi sotto forma di sconto di realizzazione, passando a 132,5 milioni di franchi. Nel corso del periodo di realizzazione 2017, gli inve-

stimenti pianificati sono cambiati solo in misura irrilevante, anche se ci sono differenze per singoli progetti. Il volume effettivo degli investimenti operati per i progetti di rete del 2017 è stato di 140,1 milioni di franchi.

3.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Negli anni 2013-2017 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (figura 6). In questo periodo gli ammortamenti sono aumentati da circa 800 milioni di franchi a oltre 900 milioni di franchi. Il surplus di investimenti si è così ridotto, passando da circa 580 milioni di franchi a poco meno di 420 milioni di franchi. Allo

stesso tempo, essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale – ed essendo ulteriormente migliorata nel corso del periodo in esame (cfr. paragrafo 2.4), la ElCom è dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano ancora sufficienti.

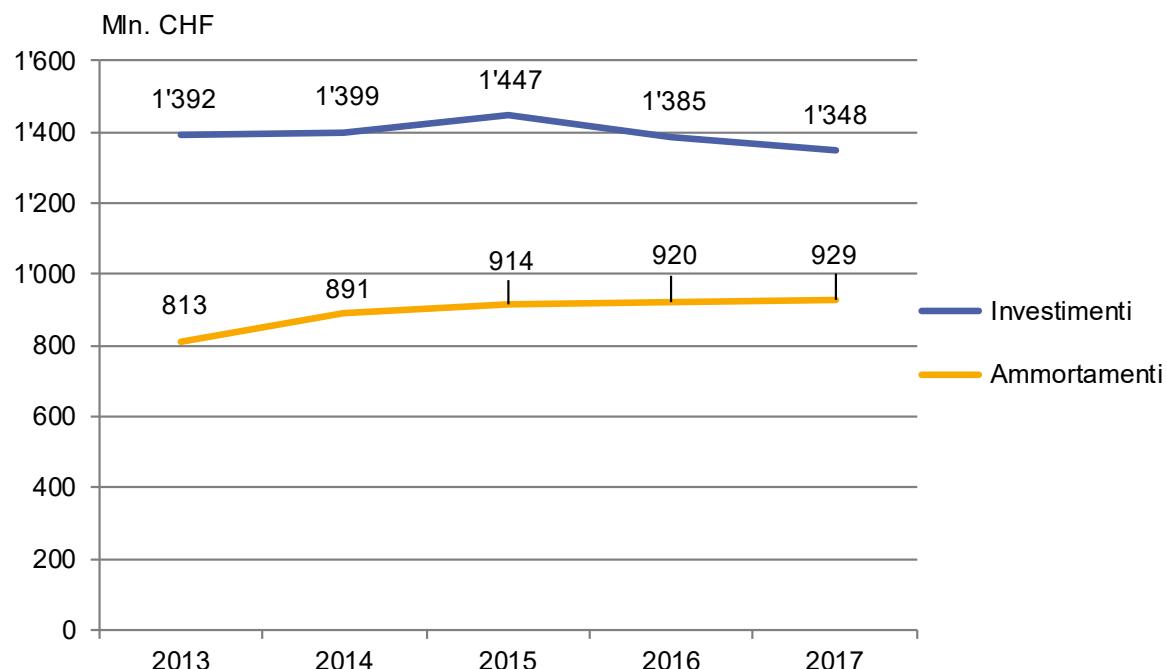


Figura 6: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione.

3.4 Potenziamenti della rete

I potenziamenti della rete possono rivelarsi necessari, ad esempio, al fine di allacciare alla rete di distribuzione i produttori di nuove energie rinnovabili. Swissgrid rimborsa i costi sostenuti in tal senso, incorporandoli nel calcolo della tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (tariffa PSRS). Il rimborso richiede pertanto l'autorizzazione della ElCom. Quest'ultima basa la sua attività su

un'istruzione, che serve ai gestori di rete da guida di riferimento per la presentazione delle domande e allo stesso tempo stabilisce i criteri per la valutazione delle stesse. Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha valutato 131 domande di rimborso dei costi per potenziamenti di rete. Negli ultimi otto anni la Commissione ha emanato in totale 809 decisioni di questo tipo (cfr. figura 7).

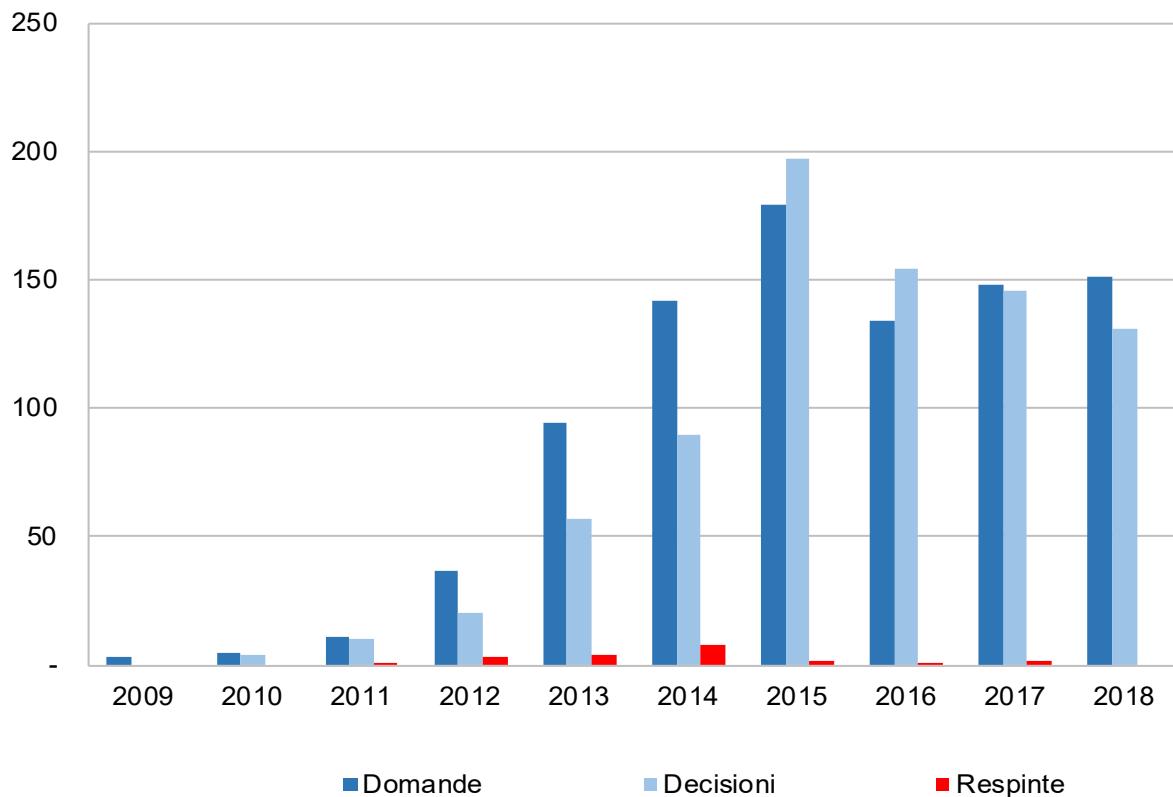


Figura 7: Andamento del numero di decisioni relative ai potenziamenti di rete

A fine 2018 il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 86,9 milioni di franchi, a fronte di una potenza installata complessiva di 297,1 MW. La tabella 5 fornisce

una panoramica dei principali indicatori relativi ai potenziamenti della rete effettuati nel periodo 2009–2018.

| | Totale | FV | Eolico | Altro ¹ |
|---|------------|------------|------------|--------------------|
| Numero di decisioni | 809 | 772 | 4 | 33 |
| Valore minimo potenza generatore [kW] ² | 4 | 4 | 3'000 | 22 |
| Valore massimo potenza generatore [kW] ² | 74'000 | 8'303 | 16'000 | 74'000 |
| Totale potenza generatore [kW] | 297'119 | 132'250 | 30'000 | 134'870 |
| Valore minimo costi [CHF] ² | 3'500 | 3'500 | 1'805'003 | 16'697 |
| Valore massimo costi [CHF] ² | 9'262'389 | 746'912 | 9'262'389 | 2'117'200 |
| Totale costi [CHF] | 86'932'047 | 59'982'321 | 15'946'730 | 11'002'996 |
| Costi medi [CHF] ³ | 108'665 | 78'511 | 3'986'682 | 343'844 |

| | Totale | FV | Eolico | Altro¹ |
|---|---------------|-----------|---------------|--------------------------|
| Valore minimo costi relativi [CHF/kW] ⁴ | 3 | 3 | 346 | 3 |
| Valore massimo costi relativi [CHF/kW] ⁴ | 9'719 | 9'719 | 819 | 3'498 |
| Costi relativi medi [CHF/kW] ⁴ | 293 | 454 | 532 | 82 |

1) Ad es. biomassa, centrali idroelettriche di piccole dimensioni e domande con tipologie di impianti differenti

2) Per ciascuna domanda /decisione

3) Equivale alla media degli importi per i potenziamenti di rete autorizzati per ciascuna decisione

4) I costi relativi equivalgono al quoziente tra i costi e la potenza installata

Tabella 5: Statistica delle decisioni 2009–2018 in materia di potenziamento della rete

3.5 Società nazionale di rete

Gli ex proprietari della rete di trasporto svizzera hanno dovuto trasferire tale rete alla società nazionale di rete Swissgrid. Anche nel 2018 vi è stato il trasferimento di ulterio-

ri impianti della rete di trasporto a Swissgrid, che ha comportato nuovamente un aumento del capitale azionario della società nazionale di rete.

3.6 Decisioni e sentenze in materia di reti

La controversia rinvia dal Tribunale federale alla ElCom con sentenza 2C_805/2016, riguardante il passaggio di tensione da 12 a 20 kV in una rete a media tensione, è stata chiusa con la decisione dell'8 febbraio 2018, passata in giudicato. Dopo il rinvio alla ElCom, quest'ultima doveva soltanto più decidere in merito alla data vincolante per la realizzazione del passaggio di tensione presso un consumatore finale. Con decisione 212-00276 del 13 settembre 2018 la ElCom si è inoltre pronunciata sull'obbligo di pagare un corrispettivo per l'utilizzazione della rete in relazione a concessioni. La ricorrente sosteneva che l'energia acquistata da terzi e che fluiva attraverso la sua rete non fosse esonerata dal pagamento di un corrispettivo per l'utilizzazione della rete; viste le concessioni in essere, la controparte riteneva inve-

ce di essere esonerata, ai sensi dell'articolo 14 capoverso 5 LAEI, dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. A seguito dell'interpretazione preliminare delle concessioni (cfr. decisione ElCom 212-00276 dell'11 aprile 2017 relativa alla competenza della ElCom per la valutazione delle concessioni – non disponibile in italiano), la ElCom è giunta alla conclusione che proprio dal testo delle stesse si evince che nel caso in questione l'acquisto di energia non è esente dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete secondo l'articolo 14 capoverso 5 LAEI. Per questo motivo deve essere versato un corrispettivo per l'utilizzazione della rete in base alla tariffa applicabile. Contro questa decisione è ancora pendente un ricorso presentato al Tribunale amministrativo federale.

4 Il mercato elettrico svizzero



Dal 2009 Swissgrid è il gestore della rete di trasporto nazionale. La foto mostra alcuni tralicci del livello di rete di trasporto nella piana della Linth.

4.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Tra il 2014 e il 2018 il numero di gestori di rete in Svizzera è sceso di quasi il 6 per cento, attestandosi a 644 unità. Questa tendenza verso il basso si osserva già da molto tempo. Le ragioni sono da ricercare nelle acquisizioni di reti da una parte e nelle fusioni di Comuni dall'altra. Secondo l'Elenco ufficiale dei Comuni della Svizzera, tra il 2013 e il 2017 il numero dei Comuni è sceso da 2'408 a 2'255, ossia del 6 per cento. In questo periodo la popolazione svizzera è cresciuta di poco più del quattro per

cento. A seguito di tutto ciò è aumentato il numero di consumatori finali per gestore di rete. Tuttavia, le dimensioni di un gestore tipo della rete di distribuzione rimangono ridotte (figura 8), dal momento che il valore mediano dei consumatori finali da esso riforniti è pari a poco più di 1'500 unità. Solo 81 gestori di rete servono più di 10'000 consumatori finali, e undici di essi più di 100'000. Complessivamente, i gestori di rete svizzeri forniscono elettricità a oltre 5,1 milioni di clienti.

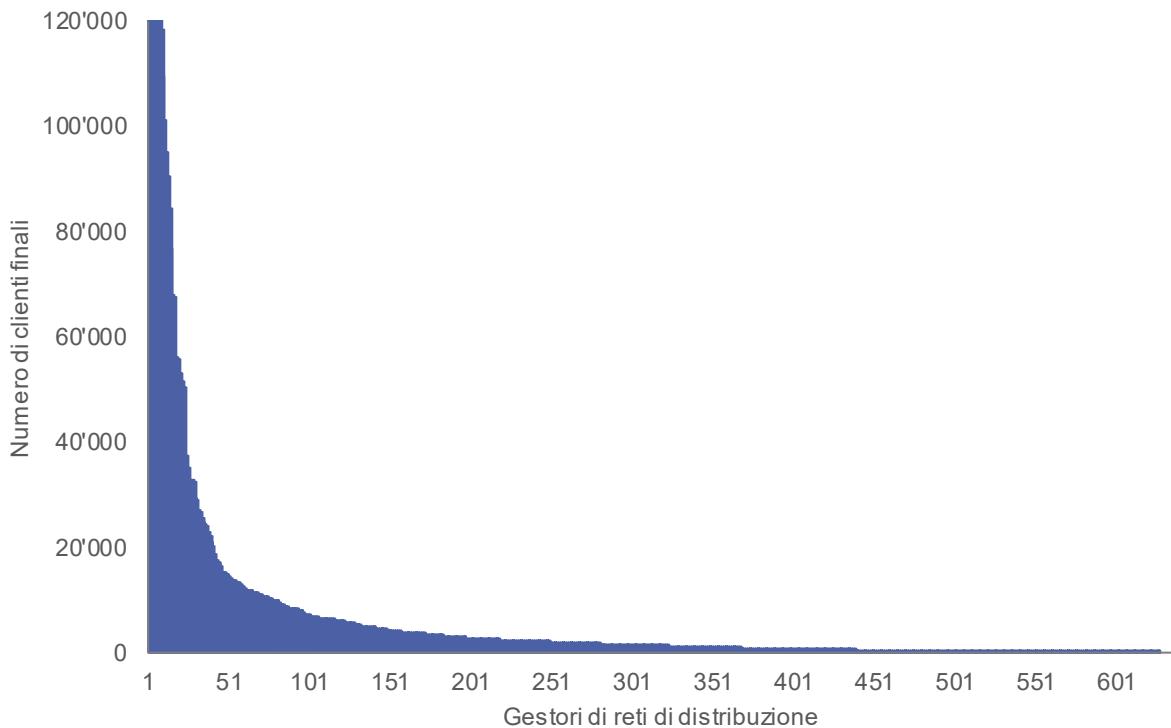


Figura 8: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120'000 consumatori finali – il che riguarda otto gestori di rete.

Numerosi gestori di rete forniscono energia anche a clienti con libero accesso al mercato (cfr. par. 4.3) oppure sono attivi in altri settori, quali ad esempio le installazioni elettriche o l'impiantistica per edifici. Le disposizioni di legge sulla separazione della gestione della rete dagli altri settori di attività (disgiunzione) assumono quindi un'importanza crescente. Da una parte il loro obiettivo è quello di evitare che le aziende di approvvigionamento elettrico in posizione di monopolio siano avvantaggiate rispetto ad altre imprese che operano in regime di concorrenza; dall'altra si vogliono tutelare i clienti finali del servizio

universale da costi estranei. Nell'anno in rassegna la ElCom ha pertanto prestato particolare attenzione alla disgiunzione contabile dell'esercizio della rete, al divieto delle sovvenzioni trasversali e a impedire i vantaggi derivanti dall'uso di informazioni relative al settore di rete. In particolare, ha preparato una documentazione interna e, nell'ambito di eventi specifici, ha informato i gestori di rete sull'argomento e sulle disposizioni di legge vigenti. L'Ufficio federale dell'energia (UFE) è invece l'organo preposto al perseguimento delle violazioni con rilevanza penale delle prescrizioni sulla disgiunzione.

4.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

Nella prima fase di apertura del mercato elettrico svizzero solo i grandi consumatori con un consumo annuo superiore a 100 MWh hanno il diritto di accedere liberamente al mercato, ossia di scegliere autonomamente il proprio fornitore di energia elettrica. Entro la fine di ottobre di ogni anno essi possono decidere se l'anno successivo intendono abbandonare il servizio universale; una volta sul mercato libero, il grande consumatore non può tuttavia più tornare al servizio universale regolamentato.

Per determinare il numero di consumatori finali potenziali ed effettivi sul libero mercato, la ElCom conduce regolarmente un'indagine presso i maggiori gestori di reti di distribuzione. Attualmente sono interessati 79 gestori di rete, che riforniscono complessivamente circa l'80 per cento dei consumatori finali svizzeri, ovvero 4,1 milioni. Dei 34'000 consumatori finali aventi diritto d'accesso al libero mercato (0,8% di tutti i consumatori finali), 22'900 – pari al 67 per cento – hanno esercitato tale opzione. Con un consumo totale pari a 42,9 TWh, i consumatori finali presenti nei comprensori d'approvvigionamento di tali gestori di rete rappresentano ben l'80 per cento del consumo finale in Svizzera⁴. Poco più della metà di questi 42,9 TWh – ossia 22,7 TWh – è destinata a

consumatori finali aventi diritto al libero accesso al mercato. Coloro che hanno optato per il libero mercato consumano 18,1 TWh, ovvero l'80 per cento dell'energia liberalizzata.

Nei primi anni di apertura del mercato sono stati relativamente pochi coloro che hanno esercitato il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica (figura 9). Negli anni successivi, di fronte al calo dei prezzi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che hanno usufruito di tale diritto è cresciuto sensibilmente. Nel 2019 la quota di grandi consumatori che acquistano energia sul libero mercato è diminuita leggermente. Ciò è da ricondurre al fatto che il numero di consumatori con il diritto di accedere al libero mercato è aumentato più del numero di consumatori che hanno scelto effettivamente l'accesso al libero mercato. Secondo le cifre più recenti, finora sono passati al libero mercato due terzi di tutti i clienti che vi hanno diritto (curva arancione). Essi acquistano quattro quinti della quantità di energia corrispondente al totale dei clienti con diritto di accesso al libero mercato (curva blu), il che evidenzia come siano pochi, in confronto, coloro che non hanno ancora esercitato il proprio diritto.

⁴ Tra il 2008 e il 2017 il consumo finale in Svizzera è stato di 53,8 TWh (esclusi trasporti pubblici e illuminazione; fonte: Ufficio federale dell'energia).

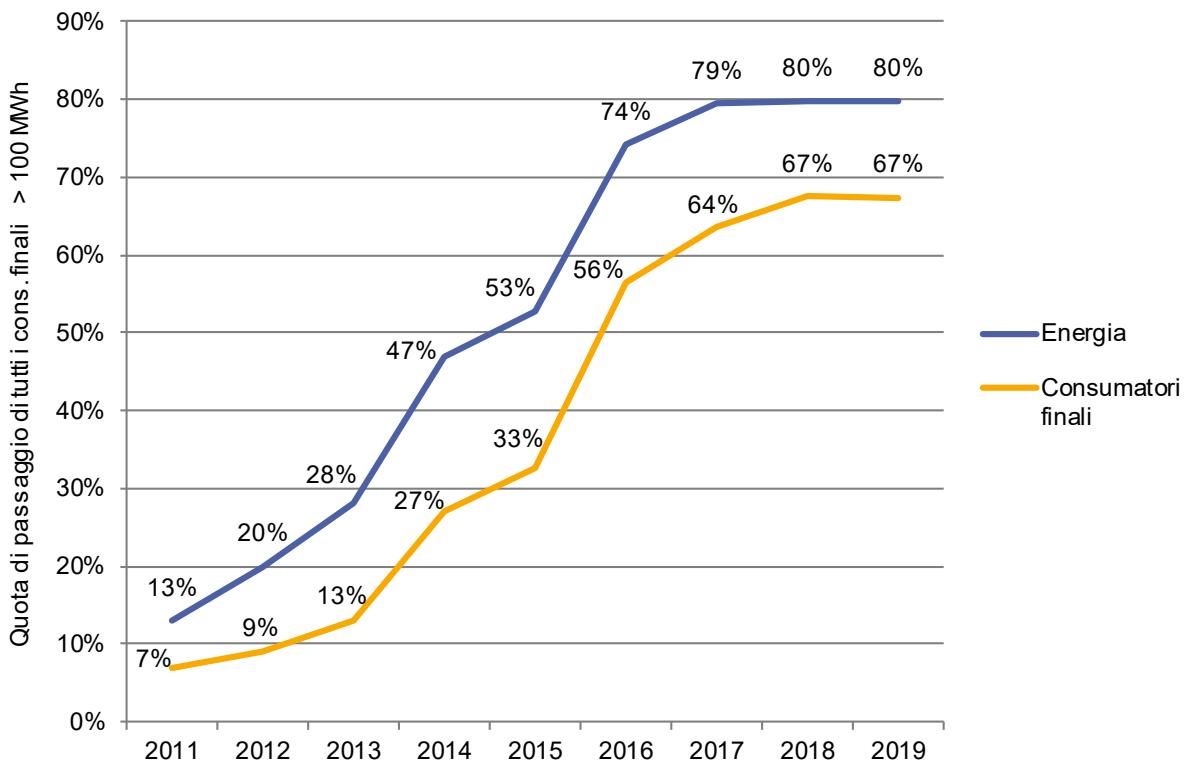


Figura 9: Passaggio al libero mercato

La figura 10 riportata qui di seguito illustra la ripartizione della quantità di energia venduta in funzione delle dimensioni dei gestori di rete. Quasi il 43 per cento dell'energia elettrica venduta ai consumatori finali nella rete di distribuzione è fornita dai dieci maggiori gestori di rete (blu scuro). Se si allarga la pro-

spettiva ai 50 maggiori gestori di rete, la quota di energia fornita sale a oltre il 70 per cento. I 50 gestori di rete successivi per dimensione forniscono, insieme, un decimo dell'energia consumata dai consumatori finali, i restanti gestori di rete un sesto.

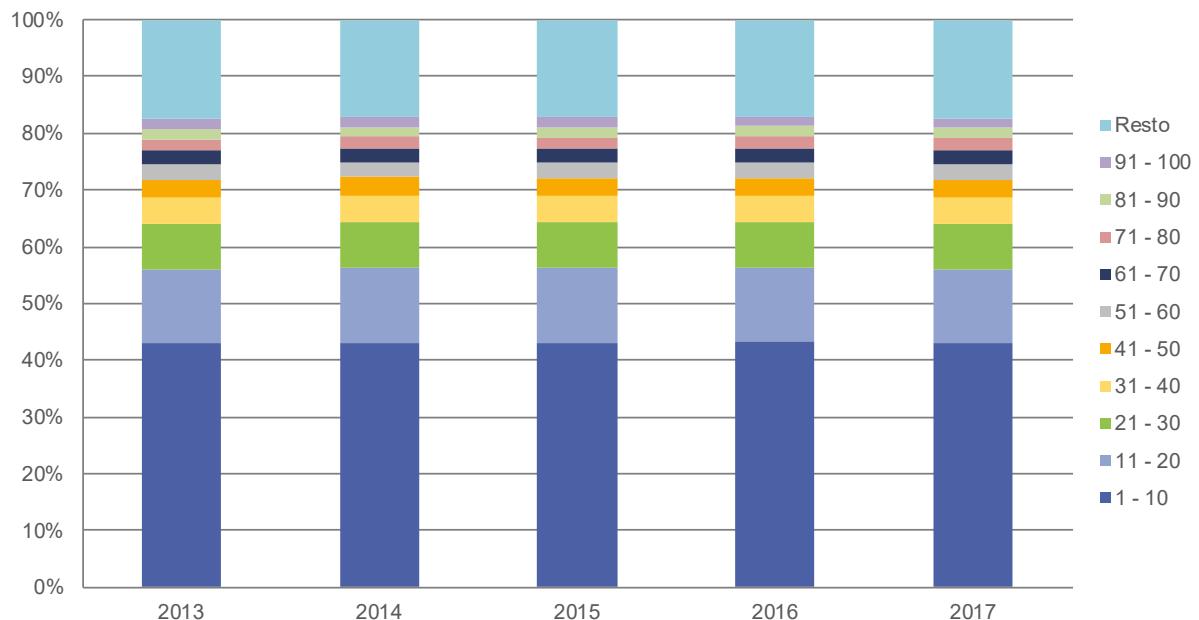


Figura 10: Percentuale di forniture energetiche nella rete di distribuzione, in base alle dimensioni delle aziende

4.3 Tariffe della rete di trasporto

Come evidenzia lo specchietto nella tabella 6, le tariffe della rete di trasporto rimangono soggette a notevoli oscillazioni. Rispetto al 2018, per il 2019 la tariffa per le prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) è calata del 25 per cento, una conseguenza, oltre che dei minori costi per la potenza di regolazione messa in riserva, anche dell'abbattimento delle sovraccoperture esistenti.

Le tariffe per l'utilizzazione della rete, disciplinate dall'articolo 15 capoverso 3 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (30% tariffa di lavoro, 60% tariffa di potenza, 10% tariffa di base), hanno potuto essere ridotte di circa il 18 per cento rispetto all'anno precedente. Per contro, la tariffa per le perdite attive è stata aumentata da 0,08 a 0,14 ct./kWh.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Utilizzazione della rete | | | | | |
| Tariffa di lavoro [ct./kWh] | 0.22 | 0.25 | 0.25 | 0.23 | 0.19 |
| Tariffa di potenza [CHF/MW] | 36'100 | 41'000 | 41'000 | 38'200 | 31'100 |
| Tariffa base fissa per punto di prelievo | 336'300 | 387'700 | 387'700 | 365'300 | 288'000 |
| Tariffa PSRS generale [ct./kWh] | 0.54 | 0.45 | 0.40 | 0.32 | 0.24 |
| Tariffa PSRS individuale | | | | | |
| Perdite attive [ct./kWh] | 0.11 | 0.11 | 0.08 | 0.08 | 0.14 |

Tabella 6: Andamento delle tariffe della rete di trasporto inerenti all'utilizzazione della rete e alle prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) per gestori della rete di distribuzione e consumatori finali (fonte: Swissgrid SA).

Per confrontare tra loro le tariffe di rete dei diversi gestori, la ElCom converte le due componenti ‘tariffa di potenza’ e ‘tariffa di base’ in ct./kWh. Riunendo le singole componenti tariffarie della rete di trasporto in centesimi per chilowattora risulta per il 2018 un valore pari a 0,97 ct./kWh. In media, un nucleo familiare tipo con un consumo annuo di 4500 kWh (categoria H4: appartamento di 5

locali con fornello elettrico e asciugatrice ma senza boiler elettrico) paga complessivamente, per il trasporto e la distribuzione di energia, 9,4 ct./kWh a titolo di corrispettivo per l’utilizzazione della rete (cfr. paragrafo seguente, figura 11). Ne consegue che la quota relativa alla rete di trasporto rappresenta circa il 10 per cento dei costi di rete, quantificati a livello tariffario, di questo nucleo familiare.

4.4 Tariffe della rete di distribuzione

Struttura tariffaria in generale

La revisione parziale della legge del 23 marzo 2007 sull’approvvigionamento elettrico e le modifiche all’ordinanza del 14 marzo 2008 sull’approvvigionamento elettrico sono entrate in vigore il 1° gennaio 2018. Tra le modifiche introdotte alcune riguardano certe disposizioni relative alla struttura delle tariffe per l’utilizzazione della rete. Molti gestori di rete hanno pertanto provveduto ai necessari adeguamenti per il 2019. A questo riguardo la ElCom ha dovuto rispondere a numerose domande sull’ammissibilità di diverse varianti. Alcune di queste sono state integrate alla comunicazione «FAQ: domande e risposte sulla Strategia energetica 2050», pubblicata sul sito web della ElCom. A causa, tra l’altro, delle suddette modifiche legislative, dell’introduzione degli smart meter, del maggiore impiego di impianti di produzione energetica decentralizzati e della conseguente nonché auspicata flessibilizzazione del carico della rete, alcuni gestori di rete hanno inoltre introdotto nuovi modelli tariffari, in alcuni casi dinamici, per le tariffe per l’utilizzazione della rete e per la fornitura di energia. La ElCom si è occupata del tema e ha evaso numerose richieste al riguardo. Alcune di queste sono contenute nella comunicazione «Domande e risposte su nuovi tipi di tariffe e tariffe dinamiche relative all’utilizzazione della rete e alla fornitura di energia», pubblicata sul sito Internet della ElCom. Dalle tariffe pubblicate dai

gestori di rete a fine agosto 2018 è emerso che non ancora tutte le tariffe presentano una struttura conforme alla legge. La ElCom ha pertanto invitato i gestori di rete a verificare le proprie tariffe per il 2019 e, se necessario, ad adeguarle.

Nel 2019 il prezzo medio dell’elettricità per una economia domestica con il profilo di consumo H4 è pari a 20,4 ct./kWh (figura 11), che proiettato su un anno equivale, a fronte di un consumo di 4500 kWh, a una bolletta elettrica di 918 franchi. Il prezzo dell’elettricità si compone di quattro elementi: il corrispettivo per l’utilizzazione della rete, il prezzo dell’energia, i tributi all’ente pubblico e le imposte federali per l’incentivazione delle energie rinnovabili indigene. Le prime tre voci devono essere pubblicate dai gestori di rete entro la fine del mese di agosto precedente l’anno tariffario in questione. Il valore mediano del prezzo dell’elettricità nel 2019 è uguale a quello dell’anno precedente. Tuttavia, vi sono stati dei cambiamenti nelle singole componenti: mentre le tariffe di rete sono diminuite di 0,2 ct./kWh, le tariffe dell’energia sono aumentate di 0,2 ct./kWh; le imposte per l’incentivazione delle energie rinnovabili e i tributi all’ente pubblico sono rimasti costanti. A partire dall’anno tariffario 2018 i gestori di rete dichiarano sia il prodotto più economico che il loro prodotto standard. Al consumatore

finale che non scelga espressamente un altro prodotto viene fatturato il prodotto standard. Quest'ultimo si riferisce di norma esclusivamente all'energia. Per tale ragione a partire

dal 2018 le tariffe della rete di distribuzione sono confrontabili solo in misura limitata con gli anni precedenti.

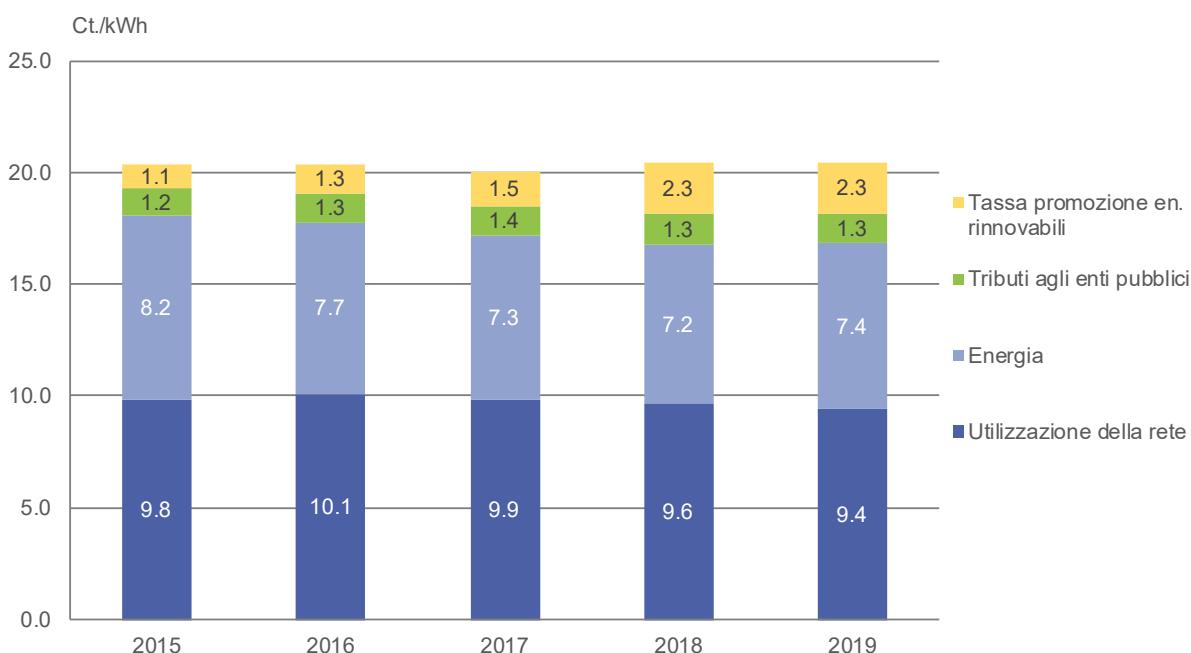


Figura 11: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricità per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

Le tariffe nella figura 11 si riferiscono ai valori mediani nazionali. A livello cantonale e comunale, tuttavia, le differenze tariffarie possono essere consistenti. Sul sito internet della ElCom (www.elcom.admin.ch), al link «Portale tariffe elettriche della ElCom», sono disponibili informazioni dettagliate sulle tariffe di ciascun singolo Comune nonché una cartina interattiva. Nelle figure 12-15 vengono messe a confronto le tariffe mediane cantonali. Più il valore cantonale si discosta dalla mediana svizzera, più la superficie del Cantone si colora di rosso (tariffa superiore) o di verde (tariffa inferiore). Le variazioni di colore illustrano dunque l'andamento delle tariffe cantonali rispetto al benchmark nazionale. Nel Cantone

di Basilea Città, ad esempio, le tariffe di rete nel 2015 erano relativamente ridotte (verde chiaro), mentre oggi risultano tendenzialmente elevate (arancione).

Le cartine che seguono illustrano la situazione negli anni 2015 e 2019. Soltanto le due componenti tariffarie «rete» e «energia» sono influenzabili direttamente dai gestori di rete e sono soggette al controllo della ElCom. Nel periodo in esame il valore mediano del corrispettivo per l'utilizzazione della rete è diminuito di circa 0,5 ct./kWh, le tariffe dell'energia di circa 0,7 ct./kWh. Negli ultimi dieci anni le tariffe dell'energia sono calate di 1,5 ct./kWh, ossia di quasi il 20 per cento.

Utilizzazione della rete

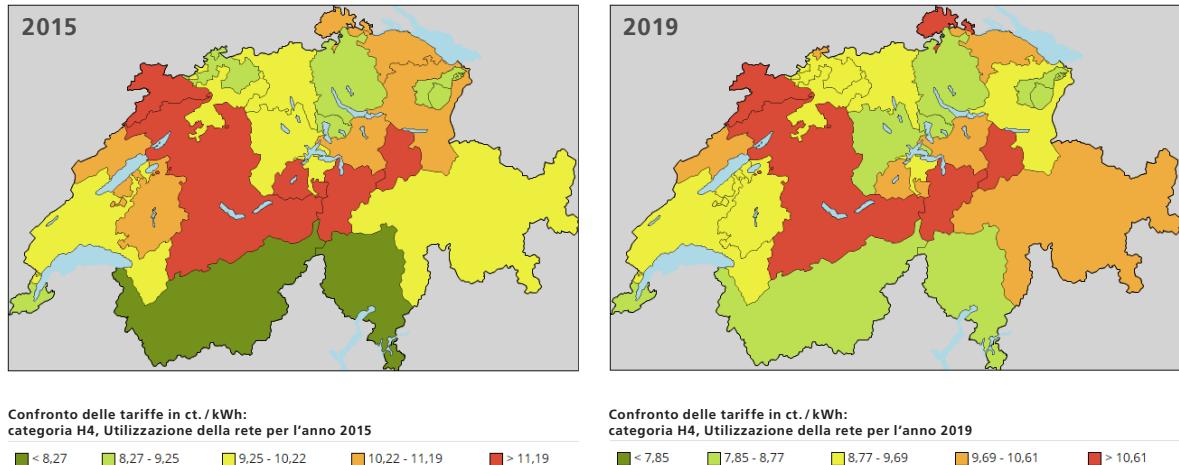


Figura 12: Confronto delle mediane delle tariffe cantonali per l'utilizzazione della rete relative al profilo di consumo H4 negli anni 2015 e 2019

Energia

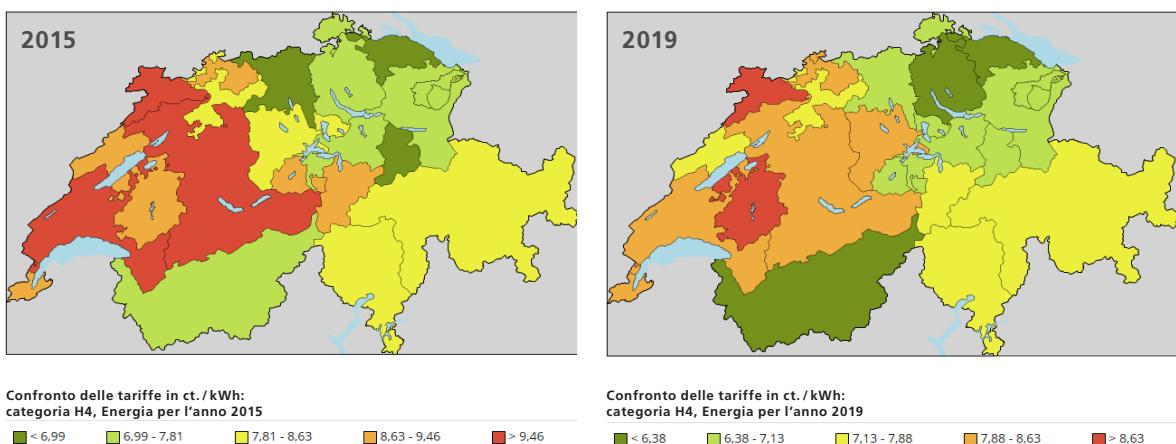


Figura 13: Confronto delle mediane delle tariffe cantonali per l'energia relative al profilo di consumo H4 negli anni 2015 e 2019

La figura 14 rappresenta i valori mediani dei tributi e delle prestazioni ai Cantoni e ai Comuni; non vengono invece considerate le tasse federali per la promozione delle energie rinnovabili⁵, identiche su tutto il territorio nazionale. I tributi e le prestazioni agli enti pubblici non sono controllati dalla ElCom, perché vengono stabiliti dalla politica locale. Nel periodo in esa-

me il valore mediano dei tributi e delle prestazioni è rimasto stabile. Si osserva che spesso le tariffe sono elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi medi (colore giallo).

⁵ Essendo il supplemento di rete identico a livello nazionale, non è prevista una sua rappresentazione separata. Esso è tuttavia incluso nel totale di cui alla Figura 15.

Tributi e prestazioni all'ente pubblico

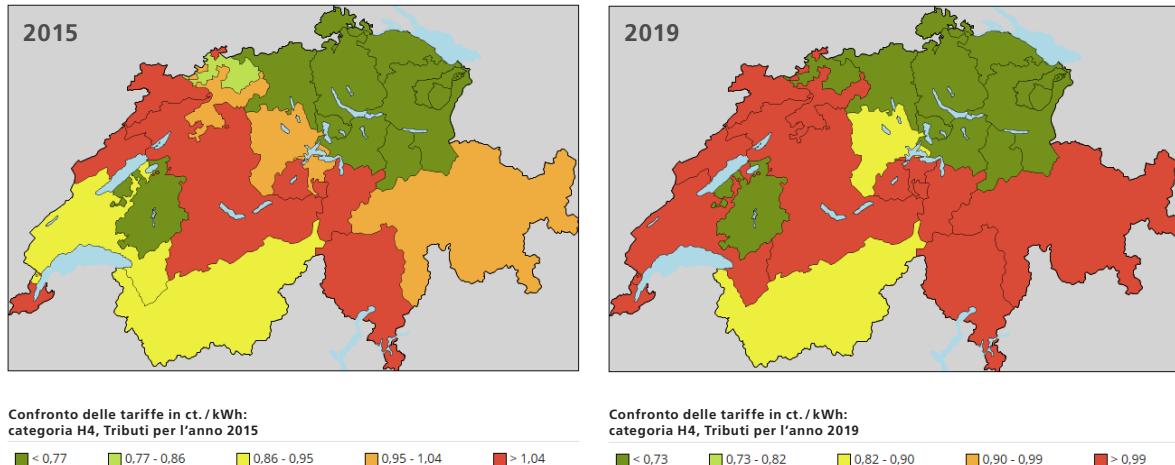


Figura 14: Confronto delle tariffe mediane cantonali per tributi e prestazioni cantonali e comunali agli enti pubblici relative al profilo di consumo H4 negli anni 2015 e 2019

Nel periodo in esame il valore mediano della tariffa complessiva non è praticamente cambiato. La tariffa complessiva comprende anche il supplemento rete destinato alla promozione delle energie rinnovabili. Negli anni 2015–2019 esso è gradualmente raddoppiato, passando da 1,1 ct./kWh a 2,3 ct./kWh. La quota della

tariffa elettrica costituita dal supplemento rete e dai tributi agli enti pubblici è pertanto salita, nel periodo in esame, dall'11 al 18 per cento. Per effetto dell'aumento del supplemento rete il valore mediano della tariffa elettrica complessiva è rimasto quasi invariato nonostante le tariffe di rete e dell'energia più basse.

Tariffa elettrica complessiva

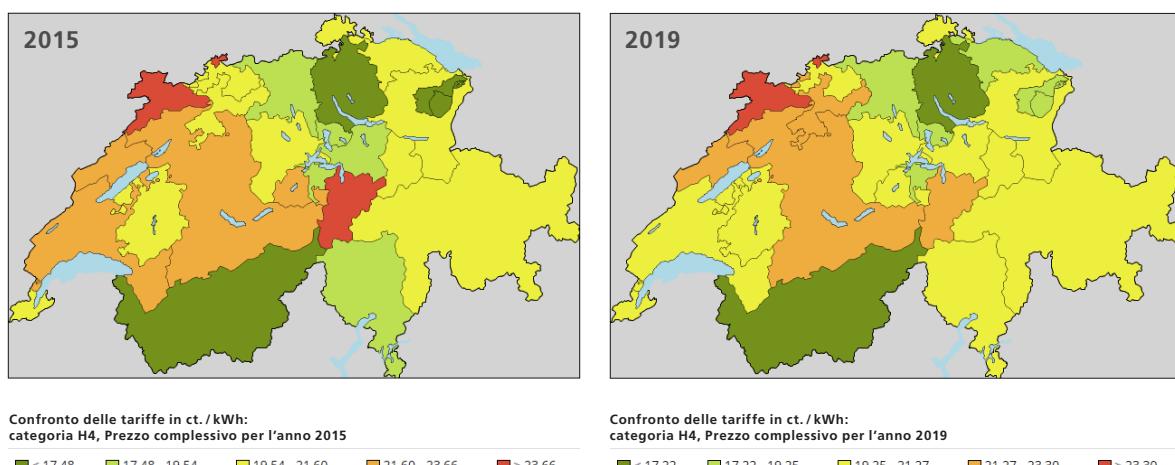


Figura 15: Confronto delle mediane delle tariffe cantonali per il prezzo complessivo dell'elettricità relative al profilo di consumo H4 negli anni 2015 e 2019

4.5 Verifiche relative alle tariffe

Come da prassi, nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha esaminato la conformità delle tariffe da quattro angolature diverse:

- Entro fine agosto ogni gestore di rete deve presentare la contabilità analitica, in base alla quale vengono stabilite le tariffe energetiche e di rete dell'anno successivo. La ElCom controlla mediante oltre 180 test che non vi siano errori, incongruità e dati non plausibili, dopodiché invia tale analisi al gestore per le dovute correzioni o motivazioni. Sono state inviate complessivamente più di 10'000 osservazioni ai gestori di rete. I 627 gestori di rete che hanno presentato la propria contabilità analitica entro il primo sollecito hanno ottenuto l'analisi nel corso dell'anno in rassegna, con la richiesta di controllare ed eventualmente correggere o motivare i dati anomali.
- La ElCom sottopone a controlli mirati i gestori di rete che indicano nella contabilità analitica valori illeciti o non plausibili, anche successivamente alla revisione. Nel corso dell'anno in esame la ElCom ha riscontrato, come già nell'anno precedente, soprattutto errori nel calcolo delle differenze di copertura dagli esercizi passati nonché utili eccessivi nell'applicazione della regola dei 95 franchi. Nel caso delle differenze di copertura si tratta, da un lato, della loro determinazione nel corso di un anno e, dall'altro, del riporto all'anno successivo. La regola dei 95 franchi, invece, riguarda i costi e gli utili nella distribuzione di energia ai consumatori finali in regime di servizio universale. Complessivamente sono state così esaminate più approfonditamente e, laddove necessario, corrette le tariffe di 32 gestori di rete.
- La ElCom, inoltre, verifica che i gestori di rete soddisfino diversi criteri relativi a importo della tariffa, costi e rispetto della regola dei 95 franchi. In generale, 92 gestori di rete sono risultati in regola con tutti i criteri. Verso la fine dell'anno in rassegna la ElCom ha comunicato loro che l'anno successivo non avrebbe aperto una procedura d'ufficio contro le loro tariffe.

Valutazione della rete:

Per quanto riguarda la valutazione della rete, i problemi in primo piano sono stati gli stessi degli anni precedenti. Anche nell'anno in rassegna la ElCom si è imbattuta in impianti i cui valori sintetici non erano stati ricavati correttamente, risultavano documentati in maniera insufficiente o erano stati determinati sulla scorta di un esiguo numero di impianti valutati con il metodo storico. I valori sintetici devono essere estrapolati in modo chiaro e trasparente sulla base dei costi di acquisto e costruzione di un numero sufficiente di impianti paragonabili. In caso contrario, vi è il rischio che superino il valore di un impianto paragonabile e quindi violino l'articolo 13 capoverso 4 OAEI.

Varie aziende non ammortizzano i propri impianti a partire dal momento della messa in esercizio, bensì soltanto dall'anno successivo o solo dopo averli contabilizzati definitivamente nel sistema. Questa prassi viola l'articolo 13 capoverso 2 OAEI, secondo cui gli impianti devono essere soggetti ad ammortamento lineare per l'intero ciclo di vita in funzione di un valore residuo pari a zero. L'ammortamento tardivo incrementa illegittimamente i valori residui degli impianti e quindi anche gli interessi calcolatori applicati.

Costi di esercizio:

Come negli anni precedenti, la maggior parte delle correzioni disposte dalla ElCom ha riguardato la computabilità in sé e la ripartizione dei costi per settore.

Per costi computabili s'intendono, ai sensi dell'articolo 15 capoverso 1 LAEL, i costi di una rete sicura, performante ed efficiente. Di conseguenza non sono computabili i costi che non soddisfano queste condizioni, come ad esempio quelli per marketing e sponsorizzazioni o varie attività che esulano dalla rete, come l'illuminazione pubblica o le attività amministrative per altri settori.

Per quanto concerne la ripartizione dei costi per settore si è ripetutamente ravvisato che nel corrispettivo per l'utilizzazione della rete si erano incorporati costi generali eccessivi. Alcuni gestori di rete, inoltre, scelgono chiavi di ripartizione che, contrariamente a quanto previsto dall'articolo 7 capoverso 5 OAEI, non risultano adeguate, chiare né conformi al principio di causalità.

Costi dell'energia:

Per quanto riguarda il settore della fornitura di energia ai consumatori finali con servizio universale, i temi in primo piano nell'anno in esame sono stati il metodo del prezzo medio e la regola dei 95 franchi.

Metodo del prezzo medio:

Con la votazione finale del 15 dicembre 2017 il Parlamento ha confermato l'articolo 6 capoverso 5 LAEL e con esso il cosiddetto metodo del prezzo medio della ElCom. Quest'ultimo riguarda la questione di come distribuire i costi per l'acquisto di energia elettrica tra i consumatori finali con servizio universale (rimasti in regime di monopolio) e i clienti con accesso al libero mercato.

Sulla base dei dati della contabilità analitica presentati alla ElCom, sono stati individuati

alcuni gestori di rete che negli anni passati avevano fatturato ai propri clienti finali fissi costi eccessivi per la fornitura energetica, probabilmente perché non avevano applicato il metodo del prezzo medio secondo la prassi stabilita dai tribunali e dalla ElCom.

Nell'anno in esame la ElCom ha chiesto a dodici gestori di rete risultati fuori regola di ricalcolare secondo i criteri stabiliti dalla legge e dalla giurisprudenza i costi per la fornitura di energia fatturati ai consumatori finali con servizio universale e di compensare l'importo risultante attraverso le differenze di copertura. Due altri fornitori sono stati invitati a inoltrare i dati necessari alla valutazione.

Alla fine dell'anno erano cinque i gestori di rete che avevano soddisfatto pienamente le richieste della ElCom; questi casi sono stati pertanto archiviati. Nei confronti di cinque imprese si è dovuta invece avviare ufficialmente una procedura di verifica tariffaria. Negli altri casi devono essere ancora superate alcune divergenze riguardo all'applicazione, mentre un gestore di rete è risultato alla fine fuori regola in un altro ambito.

Regola dei 95 franchi:

la ElCom si è soffermata anche sulla cosiddetta regola dei 95 franchi e ha chiesto a diversi gestori di rete di operare alcuni adeguamenti. Questa regola è stata introdotta dalla ElCom per consentire di valutare in maniera semplice la congruità dei costi amministrativi e di distribuzione nonché degli utili dei gestori di rete per la distribuzione di energia ai consumatori finali del servizio universale.

Nell'anno in esame la ElCom ha inoltre analizzato nel dettaglio la situazione dei costi e degli utili della distribuzione di energia, constatando che i valori soglia di 95 e 150 franchi validi finora non permettono più di fissare tariffe adeguate per l'energia. Se, da una parte, nel corso degli ultimi anni i gestori di rete hanno ridotto notevolmente i costi per la di-

stribuzione dell'energia, sono aumentati, dall'altra, i loro utili e i consumatori finali non hanno tratto profitto dall'aumento dell'efficienza. La ElCom ha pertanto fissato nuovi valori soglia, pari a 75 e 120 franchi, per la valutazione, a partire dal 1° gennaio 2020,

delle tariffe dell'energia per i consumatori finali del servizio universale. In futuro l'adeguatezza dei valori soglia sarà riesaminata ogni due anni. L'applicazione dettagliata della regola dei 75 franchi è contenuta nella nuova Istruzione 5/2018 della ElCom.

4.6 Prassi giudiziaria

Nella sentenza A-1344/2015 del 28 giugno 2018 il Tribunale amministrativo federale si è occupato dei costi dell'energia computabili di Repower AG. Il TAF ha dovuto esprimersi in merito a come si applica il cosiddetto metodo del prezzo medio (cfr. DTF 142 II 451 consid. 5) all'interno di un gruppo di imprese ed è giunto alla conclusione che a causa della formulazione aperta di questo metodo le strutture societarie di un gruppo di imprese tra loro strettamente collegate sul piano economico non possono essere necessariamente determinanti per la ripartizione dei costi tra consumatori finali fissi e clienti del libero mercato. Per quanto riguarda l'interdipendenza economica, nel caso concreto si è espresso a

favore di una presa in considerazione complessiva dell'intero gruppo di imprese. Per quanto riguarda il portafoglio energetico, la ElCom ha confermato la prassi della ElCom, secondo la quale occorre considerare, oltre alle fonti di produzione e di acquisizione destinate all'approvvigionamento dei consumatori finali fissi, anche l'intero portafoglio energetico. Esso comprende, tra l'altro, l'acquisto per i rivenditori e le restanti attività commerciali. Per finire, la causa è stata rinviata alla ElCom per il riesame dell'inclusione dei contratti di acquisto esteri a lungo termine. Il Tribunale federale non è entrato nel merito del ricorso presentato contro questa sentenza (sentenza 2C_739/2018 dell'8 ottobre 2018).

4.7 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine mira a rendere più visibile la qualità, i costi e l'efficienza dei gestori di rete attraverso un processo di confronto trasparente e standardizzato. Questa forma di regolazione viene utilizzata complementarmente alle attuali procedure di verifica delle tariffe. Essa prevede l'utilizzo di una serie di indicatori selezionati relativi alla qualità dell'approvvigionamento e delle prestazioni di servizio, ai costi e alle tariffe al fine di misurare la validità, i costi e l'efficienza del servizio erogato dai singoli operatori. Appositi indicatori in materia di compliance, inoltre, certificano il rispetto dei termini di legge e delle prescrizioni normative.

Il confronto diretto tra i gestori di rete vuole incentivare questi ultimi a eliminare eventuali criticità interne senza la necessità di un intervento da parte del regolatore. Ai fini della comparazione, i gestori di rete che presentano strutture analoghe vengono raccolti in gruppi di confronto.

Per il calcolo degli indicatori la Commissione si serve dei dati che i gestori di rete le trasmettono ogni anno nell'ambito della contabilità analitica e dei rilevamenti della qualità dell'approvvigionamento, oltre che dei dati pubblicati dall'Ufficio federale di statistica

(UFS). La regolazione Sunshine, dunque, non implica praticamente alcun ulteriore onere amministrativo per i gestori di rete.

Le attività legate alla regolazione Sunshine hanno impegnato la ElCom per tutto l’anno. Come già l’anno precedente, un compito importante è stata la definizione, nell’ambito della revisione della LAEL, di una base giuridica che consentisse la pubblicazione dei risultati individuali dei gestori di rete.

Nei primi mesi dell’anno in rassegna ci si è focalizzati sulla costituzione dei gruppi di confronto e sul calcolo degli indicatori. La ElCom ha suddiviso i circa 640 gestori di rete in otto gruppi di confronto complessivi in base alle caratteristiche topografiche, alla densità abitativa e alla quantità di energia distribuita ai

consumatori finali (densità energetica). La Commissione ha inoltre provveduto a calcolare gli indicatori necessari per la quarta tornata. I risultati individuali sono stati comunicati ai gestori, suddivisi per lingua, nel corso dell'estate 2018. Come negli anni precedenti, tutti gli esiti dei raffronti sono stati trasmessi soltanto ai relativi gestori di rete. Rispetto alle tornate precedenti, nell'anno in rassegna è stato aggiunto il numero dei prodotti energetici. Per la prima volta sono state inoltre confrontate le informazioni fornite ai consumatori finali in caso di interruzioni programmate.

Come negli anni scorsi la ElCom ha pubblicato sul proprio sito Internet numerosi documenti esplicativi sulla regolazione Sunshine, che si rivolgono prima di tutto ai gestori di rete ma anche a un pubblico interessato.

4.8 Metrologia

Per eseguire la sentenza del Tribunale federale 2C_1142/2016 del 14 luglio 2017 la ElCom aveva ripreso la procedura relativa al cambio del fornitore dei servizi metrologici già nel 2017. Si è dovuto chiarire se l’attribuzione dell’incarico a terzi comprometta l’esercizio sicuro della rete. La ElCom ha tenuto una riunione con le parti in causa, durante la quale si è discusso della misura in cui le misurazioni di conteggio possano influire sull’esercizio sicuro della rete, di quanto l’attribuzione a terzi dell’incarico possa comprometterlo e delle misure che permettano di evitarlo. Il gestore di rete non ha fatto valere alcuna minaccia per la sicurezza dell’esercizio della rete e ha accettato la richiesta del richiedente di affidare a terzi i servizi di misurazione, nei limiti delle direttive pubblicate dal gestore di rete. Su richiesta delle parti, in primavera la ElCom ha stralciato dal ruolo il procedimento perché divenuto privo di oggetto.

Poiché in Svizzera sono spesso applicate tariffe elevate, nell’ottobre 2016 la ElCom ha deciso di esaminare in modo approfondito i costi e i dispositivi di misurazione. Tra maggio e ottobre 2017 sono stati pertanto rilevati i contatori impiegati in Svizzera nel 2016, i punti di misurazione, i costi per i servizi di metrologia e, in particolare, i costi per la misurazione del profilo di carico con telelettura. L’esame dei dati rilevati si è concluso nella primavera del 2018; i risultati sono stati pubblicati in un rapporto nel giugno 2018.

Il rapporto si è basato su un questionario che è stato compilato dal 94 per cento dei gestori di rete contattati, i quali dispongono di oltre il 99 per cento di tutti i punti di misurazione. Il rilevamento dei costi di misurazione riguarda quindi praticamente tutti i gestori di rete e tutti i punti di misurazione della Svizzera.

Dei 5,4 milioni di punti di misurazione complessivi oggetto del rilevamento, nell'anno in esame è stato letto in loco circa il 90 per cento; circa l'8 per cento è costituito da sistemi di misurazione intelligenti (smart meter), circa il 2 per cento da dispositivi di misurazione del profilo di carico. Le reti con quote di sistemi di misurazione intelligenti hanno costi di misurazione più alti del 23-58 per cento. Per la maggior parte dei gestori di rete, i costi totali annui di misurazione per punto di misurazione sono compresi tra 20 e 100 franchi (valore mediano: 48 franchi). Non sono state individuate economie di scala. I costi di misurazione rappresentano il 6 per cento (valore mediano) dei costi complessivi di rete (esclusi costi a monte e PSRS).

Il rapporto mostra che, per circa il 25 per cento dei fornitori, i costi per la misurazione dei profili di carico con telelettura e per l'analisi dei dati superano i 600 franchi annui considerati normali dalla ElCom. Il 50 per cento dei gestori di rete ha dichiarato costi per un importo massimo di 600 franchi. Contrariamente a tutte le critiche avanzate dai gestori di rete, l'importo di 600 franchi è quindi realistico per operazioni di misurazione efficienti. Anche includendo i costi di trasmissione, che non rientrano nei suddetti 600 franchi, è possibile mantenere i costi al di sotto di 600 franchi. Confrontando i costi della misurazione del profilo di carico con telelettura con le tariffe applicate, si riscontrano grosse differenze in una parte dei gestori di rete: ad esempio, il 60 per cento dei fornitori ha applicato per la singola misurazione del profilo di carico una tariffa più alta rispetto ai costi dichiarati (inclusi i costi di trasmissione); infatti, la mediana delle tariffe applicate da questi gestori di rete è pari a 900 franchi, contro una mediana dei costi pari a 575 franchi. 117 gestori di rete hanno applicato tariffe pari o superiori a 1'000 franchi. Tariffe elevate per la misurazione del pro-

filo di carico e la doppia fatturazione, a giudizio della ElCom inaccettabile, in caso di due misurazioni del profilo di carico effettuate nello stesso luogo rappresentano una voce di costo importante nell'esercizio degli impianti di produzione e possono ostacolare gli investimenti nelle energie rinnovabili.

A seguito delle nuove norme in materia di metrologia, entrate in vigore all'inizio del 2018 nell'ambito della Strategia energetica 2050, sono state rivolte alla ElCom diverse domande, riguardanti in particolare la gestione dei sistemi di misurazione intelligenti e la computabilità dei costi di misurazione. La ElCom le ha raccolte e poi pubblicate, nell'aprile 2018, insieme alle rispettive risposte, nel documento «Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050». Il documento è stato aggiornato nell'ottobre 2018.

Sempre nell'ottobre 2018 la ElCom ha pubblicato una comunicazione concernente l'affidabilità e la computabilità dell'impiego di sistemi di misurazione intelligenti. Questa comunicazione si basa sull'obbligo dei gestori della rete di distribuzione di installare, a partire dal 2018 e in conformità con le disposizioni dell'OAEI, sistemi di misurazione intelligenti presso gli impianti di produzione allacciati per la prima volta alla rete e presso i consumatori finali che passano al libero mercato. Per questi sistemi l'OAEI prescrive, in particolare, una verifica della sicurezza e successivamente l'approvazione da parte dell'Istituto federale di metrologia METAS. Si prevede, tuttavia, che i sistemi di misurazione approvati non saranno disponibili sul mercato prima della seconda metà del 2019. Per tale ragione l'OAEI contiene un'eccezione esplicita per il 2018, che ammette l'impiego di sistemi di misurazione intelligenti anche se questi non soddisfano ancora pienamente i requisiti dell'OAEI. Come recita il testo stesso della disposizione, questa eccezio-

ne non sarà più valida a partire da inizio 2019. Nella sua comunicazione la ElCom ha precisato tra l'altro che in entrambi i casi suesposti sarà possibile utilizzare smart meter non (ancora) conformi all'OAEI anche dopo il 2019 e fino al momento in cui non saranno disponibili dispositivi che soddisfino i requisiti dell'OAEI.

A dicembre 2018 la ElCom, insieme all'Istituto federale di metrologia (METAS), ha pubblicato

una scheda informativa sull'impiego dei sistemi di misurazione intelligenti nei raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP). In tale scheda si illustra in quale misura un sistema di misurazione intelligente utilizzato nell'ambito di un RCP sottostà all'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), all'ordinanza sugli strumenti di misurazione (OStrM) e all'ordinanza del DFGP sugli strumenti di misurazione dell'energia e della potenza elettriche (OSMisE).

4.9 RIC e rimunerazione unica

A partire dal 1° gennaio 2018 il sistema di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato completamente rivisto. Da tale data non è più compito della ElCom valutare le decisioni di Pronovo SA in questo settore. Conformemente al diritto transitorio, i casi non ancora conclusi rimangono di competenza della ElCom. Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha emanato in tutto 196 decisioni sui seguenti temi: rimunerazione unica (RU), rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di elettricità (RIC), bandi di gara e rimunerazioni per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete.

RIC e rimunerazione unica

In 12 procedimenti la ElCom ha attuato una sentenza del Tribunale amministrativo federale del 5 giugno 2017 (A-195/2016), constatando che gli impianti fotovoltaici contestati sono integrati dal punto di vista estetico. La Commissione ha pertanto valutato questi impianti come integrati e ha approvato un indennizzo una tantum a titolo di protezione della buona fede per coprire i costi effettivi derivati dall'adeguamento degli impianti effettuato secondo i requisiti di una precedente direttiva dell'UFE non in linea con l'ordinanza sull'energia.

Numerosi ricorsi presentati alla ElCom riguardano decisioni nelle quali Swissgrid SA ha adeguato il tasso di rimunerazione per gli impianti fotovoltaici integrati a quello, più basso, applicato agli impianti annessi. A questo riguardo la ElCom ha emanato due decisioni pilota, nelle quali annulla le decisioni di Swissgrid SA per la mancanza di motivazioni e per violazione del diritto di essere sentiti. A seguito di ciò Pronovo SA ha annullato le proprie decisioni riguardanti l'attribuzione a una categoria e la ElCom ha emanato 168 decisioni di stralcio dal ruolo; contro due di esse è stato presentato ricorso al Tribunale amministrativo federale.

La ElCom ha emanato sei decisioni riguardanti una mancata concessione di una proroga dei termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto. In quattro casi il ricorso è stato respinto perché il ritardo era stato causato dallo stesso ricorrente (mancanza di una buona pianificazione, che si è riflessa in una scarsa maturità del progetto). In due casi, invece, il ricorso è stato accolto perché il ritardo non era dipeso dal ricorrente bensì da un'opposizione presentata da alcune associazioni ambientaliste contro l'autorizzazione speciale e deferita al Tribunale federale, ma comunque

ingiustificata sin dall'inizio trattandosi di un'area in cui non è richiesta alcuna misura di pianificazione del territorio per realizzare una centrale idroelettrica di piccole dimensioni. I termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto e della messa in esercizio dell'impianto sono stati prorogati.

In un caso la ElCom ha classificato un impianto di tipo GSE IN-ROOF SYSTEM come impianto integrato. Nel caso di un altro ricorso la ElCom non è entrata in materia perché la ricorrente non aveva versato l'anticipo sui costi entro la scadenza richiesta.

In un caso la controversia verteva sul conteggio finale di un programma aggiudicatario di

una gara pubblica: tenuto conto delle condizioni applicate per la gara pubblica in questione, la ElCom ha deciso che sussiste il diritto al pagamento integrale degli incentivi previsti.

Il Tribunale amministrativo federale ha deciso che un impianto di produzione ampliato o rinnovato in misura considerevole deve raggiungere anche nell'anno della sua messa fuori esercizio la produzione minima richiesta, calcolata su base giornaliera, e che non è consentita una compensazione ipotetica. Se la produzione minima richiesta non viene raggiunta, per l'energia prodotta dall'impianto vale il prezzo di mercato.

5 Sorveglianza del mercato



Dal 2016 gli operatori di mercato attivi sul mercato europeo all'ingrosso dell'energia elettrica, e che soggiacciono pertanto al REMIT, devono fornire alla ElCom informazioni dettagliate sulle loro attività commerciali.

5.1 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia lettrica

La ElCom raccoglie e valuta i dati necessari per la sorveglianza sul mercato all'ingrosso di energia. Nel 2018 la ElCom si è concentrata sul monitoraggio del mercato elettrico svizzero e sull'analisi delle attività degli operatori di mercato svizzeri all'estero. Nell'ambito di queste attività sono state effettuate analisi ad hoc sulla base di per eventi di attualità, quali ad esempio le giornate estremamente fredde di febbraio o le giornate eccezionalmente calde di agosto. La Commissione ha inoltre trattato nel dettaglio sei Suspicious Trading Reports trasmessi da piazze di trading organizzate. Scopo principale dell'analisi di questi casi era quello di determinare se alcune interruzioni impreviste di centrali elettriche fossero dipese da manipolazioni del mercato o da un commercio basato su informazioni fornite da insider. Sono stati discussi con gli operatori interessati i comportamenti inspiegabili o anomali per ridurre in futuro i comporta-

menti che perturbano il mercato. L'obiettivo è garantire che i prezzi dell'energia all'ingrosso siano fissati in linea con la concorrenza.

L'attività della sezione Sorveglianza del mercato si concentra non solo sull'integrità del mercato elettrico svizzero, bensì anche sulla sua trasparenza. Per tale motivo, da febbraio 2018 la ElCom pubblica a ritmo settimanale un rapporto sul mercato a termine e, da ottobre 2018, anche un rapporto sul mercato spot. Scopo di questi rapporti di mercato è presentare agli operatori interessati lo stato attuale dei prezzi dell'elettricità e la loro evoluzione in Svizzera e nei Paesi limitrofi nel corso della settimana precedente. Viene inoltre spiegata l'influenza dei prezzi del CO₂, del carbone e del gas, fattori determinanti per i prezzi dell'elettricità. Il rapporto sul mercato a termine si concentra su prodotti a lungo termine, come contratti annuali, mensili e trimestrali, in Svizzera, Germania, Francia e Italia. Nel

rapporto sul mercato spot figurano i contratti orari e settimanali e i principali dati che servono a comprendere i movimenti dei prezzi; tra questi ultimi rientrano, in particolare, la produzione elettrica per tipo di tecnologia, la domanda, le temperature, i flussi commerciali di confine tra la Svizzera e i Paesi confinanti (Germania, Francia e Italia) nonché le previsioni sulla produzione eolica e solare in Germania. Finora questi rapporti hanno suscitato un vivo interesse.

Nel giugno 2018 si è tenuto un altro degli ormai tradizionali workshop sulla sorveglianza del mercato rivolti agli operatori di mercato svizzeri. Questa volta si è affrontato il tema della sorveglianza del mercato vista da differenti punti di vista e quello delle possibilità di impiego della tecnologia blockchain nell'industria energetica. I 70 partecipanti hanno confermato l'attualità e l'interesse di questi temi. La Distributed Ledger Technologie (DLT), prima fra tutti la blockchain, è un argomento di cui parlano tutti. Durante e dopo la pausa i partecipanti al workshop si sono confrontati su questa domanda: la tecnologia

blockchain è in grado di rendere più efficienti i processi dell'industria energetica?

Anche nel 2018 lo scambio tematico con le sezioni preposte alla sorveglianza del mercato delle autorità di regolazione dei Paesi confinanti ha funzionato molto bene. Sono stati istituiti da uno a due incontri bilaterali di coordinamento l'anno, durante i quali ci si scambiano le esperienze metodologiche acquisite. In questo contesto ci sono stati incontri anche con la FINMA. È stato avviato anche uno scambio con la borsa svizzera Six, volto in primo luogo ad accrescere il know-how per le attività di monitoraggio del mercato e a sviluppare ulteriormente l'analisi degli eventi sul mercato.

La sezione Sorveglianza del mercato ha inoltre intensificato il suo lavoro con gli organismi internazionali: occupa infatti uno dei posti di presidenza del Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT), gruppo di lavoro del CEER.

5.2 Sorveglianza del mercato nel 2018 in cifre

A fine 2018 erano registrati presso la ElCom 65 operatori di mercato ed erano collegati alla banca dati della Commissione sei Registered Reporting Mechanism (RRM) per la trasmissione dei dati richiesti. La ElCom dispone anche di un'interfaccia sia con la REGST dell'energia elettrica (ENTSO-E) sia con la transparency plattform di EEX.

Anche nel 2018 il numero dei dati trasmessi alla ElCom è aumentato sensibilmente, e l'85 per cento di essi rientra nella categoria «contratti standard». Nel complesso si sono registrati oltre 23 milioni di transazioni (offerte e compravendite), ossia il 30 per cento in

più rispetto al 2017. Il rapporto tra offerte e compravendite è di circa 2,5:1. Oltre il 90 per cento delle transazioni avviene sul mercato spot. Future e forward rappresentano pertanto meno del dieci per cento. Rispetto ai contratti standard, quelli non standard sono decisamente meno rilevanti: nel 2017 ne sono stati notificati solo 3'200.

Oltre alle informazioni relative alle operazioni di trading dell'energia sono stati inseriti nel sistema di market monitoring anche i dati fondamentali, tra cui soprattutto l'immissione di energia elettrica da centrali di qualunque natura e la produzione da energie rinnovabili.

Anche le capacità di importazione/esportazione ai confini, i livelli di riempimento dei bacini artificiali e i periodi di inattività, programmati e non, delle centrali sono dati acquisiti dal sistema di market monitoring. Nel complesso sono oltre 4,2 milioni le comunicazioni di dati fondamentali pervenute nel corso del 2018.

Includendo nel monitoraggio i dati fondamentali dalla Svizzera e dai Paesi limitrofi è stato possibile migliorare di molto le analisi. Quanto più completa è la visione d'insieme, tanto più efficiente e valido può essere il monitoraggio del mercato dell'elettricità.

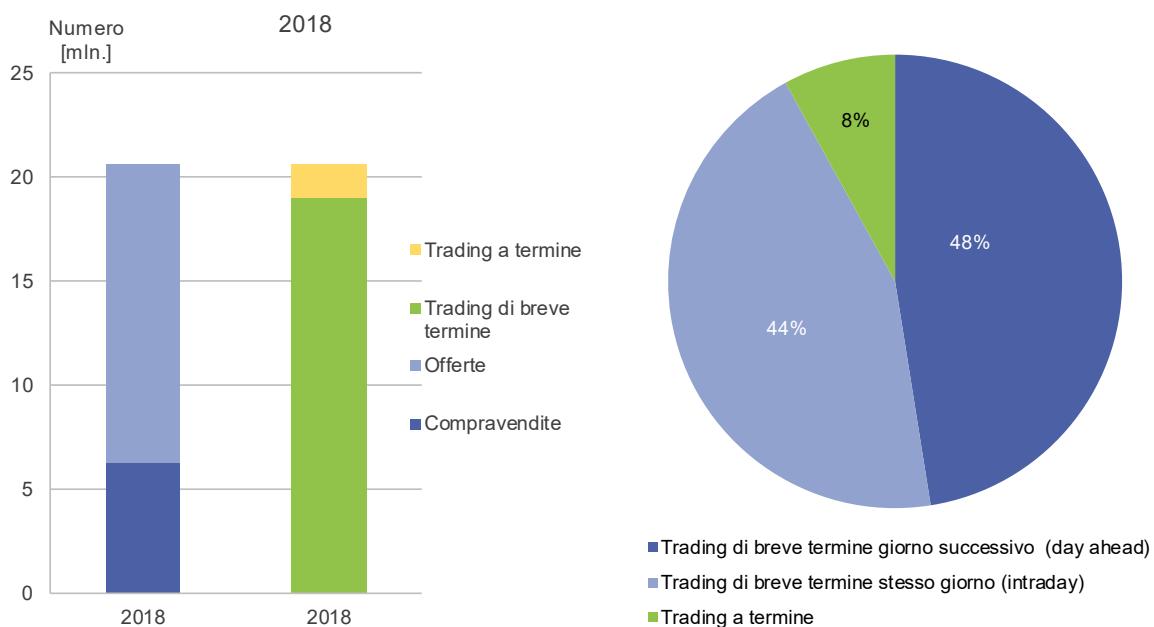


Figura 16: Contratti standard notificati nel 2018. A sinistra: ripartizione tra offerte/compravendite e trading di breve termine/a termine nel 2018. A destra: ripartizione nel 2018 tra trading di breve termine su base dayahead/trading di breve termine su base intraday/trading a termine

5.3 Analisi Capacity Withholding

Un prodotto importante nel mercato elettrico sono le aste day ahead. Si tratta di aste che si svolgono il giorno precedente a quello della fornitura di elettricità. Gli operatori del mercato presentano entro un'ora prestabilita le proprie offerte per l'acquisto e la vendita di energia elettrica. L'asta più importante per la

Svizzera è quella per i prodotti orari, in cui possono essere presentate offerte per la fornitura o l'acquisto di elettricità per ogni ora del giorno successivo. Dopo la chiusura dell'asta viene calcolata tramite l'apposita piattaforma la curva dell'offerta e della domanda e da qui il prezzo di market clearing orario, che ogni

operatore di mercato paga o riscuote se la sua offerta si trova al di sopra (acquisto) o al di sotto (vendita) del prezzo clearing. La mancata messa all'asta di una quantità significativa di produzione elettrica può spingere verso l'alto il prezzo di market clearing. Da ciò possono trarre profitto i fornitori di energia elettrica.

Il comportamento a questo riguardo degli operatori del mercato svizzeri è stato esaminato per i periodi febbraio/marzo e lu-

glio/agosto 2018. A febbraio 2018 si sono raggiunte temperature insolitamente basse; in tal caso la domanda è di norma elevata e anche i prezzi lo sono. L'analisi aveva lo scopo di chiarire se si fosse verificata una mancata offerta (cosiddetto capacity withholding) e se ciò avesse influenzato i prezzi di mercato. Nell'estate del 2018 le temperature hanno più volte superato i 35 gradi; anche in tal caso si è indagato se le temperature molto elevate influenzano i prezzi.

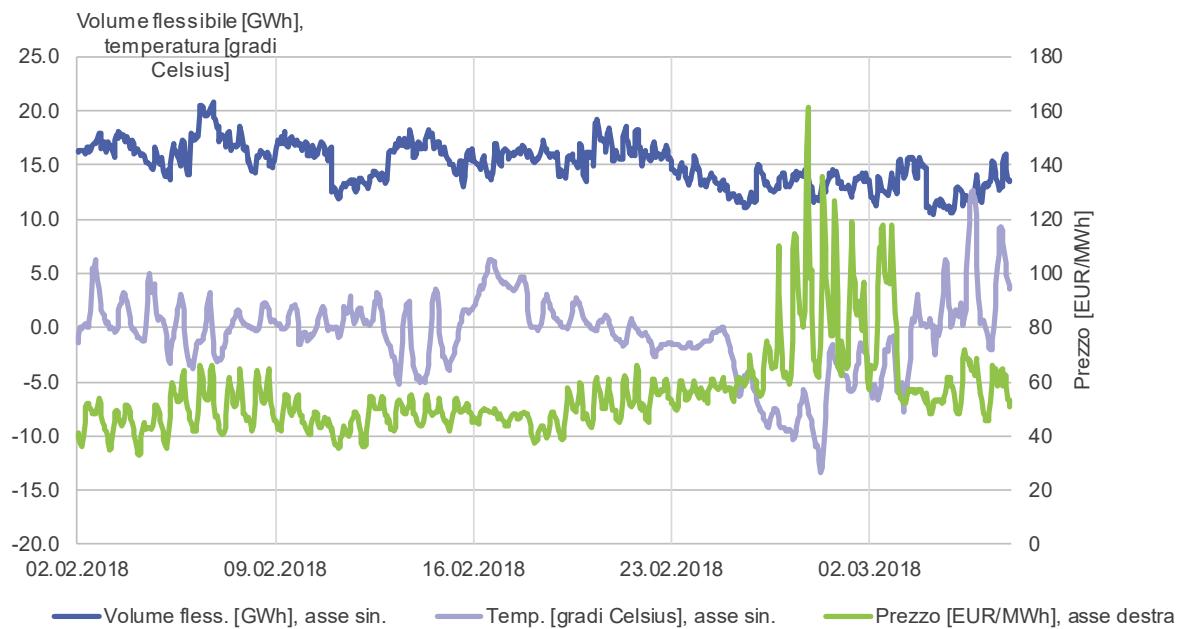


Figura 17: Volume flessibile totale nell'asta day ahead Svizzera, febbraio / marzo 2018

Nella fase più fredda si osserva un leggero calo del volume offerto. I motivi sono, tuttavia, molteplici. Se, ad esempio, un operatore di mercato destina la maggior parte della sua capacità produttiva al mercato dell'energia di regolazione a causa delle condizioni più vantaggiose, diminuisce di conseguenza il volu-

me disponibile per il mercato day ahead. Con le temperature molto basse si riduce anche la disponibilità al rischio nel mercato elettrico, perché a causa della domanda elevata e della mancanza di liquidità nel mercato intraday non si possono escludere picchi di prezzo.

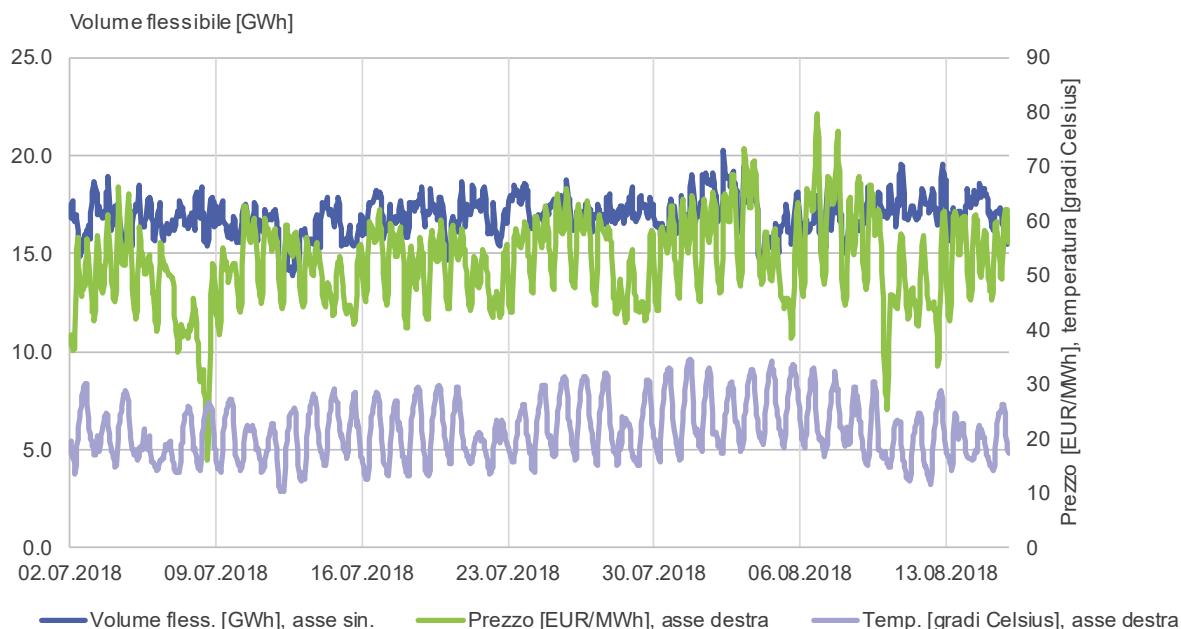


Figura 18: Volume flessibile totale nell'asta day ahead Svizzera, luglio / agosto 2018

In estate non si osserva nessuna tendenza al capacity withholding nemmeno in caso di temperature molto calde. L'analisi mostra che il merca-

to day ahead svizzero funziona bene in termini di capacity withholding. Un controllo periodico dovrebbe garantire che la situazione non cambi.

5.4 Introduzione di XBID e abolizione di FITS

Il 13 giugno 2018 è stato lanciato nell'UE il Cross-Border Intraday (XBID). XBID è un progetto sviluppato dalla Commissione europea, che crea le basi per un continuo scambio transfrontaliero di energia elettrica infragiornaliero basato sull'assegnazione continua di capacità di frontiera. Ciò permette il cosiddetto scambio implicito: con un solo passaggio il rivenditore può comprare o vendere elettricità attraverso i confini. La Svizzera è esclusa dalla partecipazione a XBID.

Con l'introduzione di XBID è stato soppresso il precedente sistema FITS (Flexible Intraday Trading Scheme). Il FITS permetteva uno scambio implicito infragiornaliero al confine Svizzera – Germania e Svizzera – Francia. Un trader poteva acquisire la capacità transfrontaliera necessaria per una transazione energetica allo stesso tempo e senza ulteriori oneri. Dall'introduzione di XBID, per le transazioni energetiche transfrontaliere ai confini Svizzera – Germania e Svizzera – Francia è necessario

effettuare due operazioni distinte: oltre a svolgere la transazione energetica vera e propria è necessario acquisire anche la necessaria capacità transfrontaliera. Questo cambiamento aumenta il pericolo di capacity hoarding: un elevato volume di capacità viene acquistato e successivamente restituito senza che la capacità sia stata utilizzata per il trasporto di energia. In tal modo si impedisce che tutti gli operatori del mercato abbiano le stesse opportunità per le transazioni energetiche transfrontaliere. La ElCom considera l'accapar-

rimento di grandi volumi di capacità come una manipolazione del mercato. Di conseguenza la Sezione Sorveglianza del mercato continuerà a controllare il comportamento degli operatori ai confini.

Questo cambiamento nello scambio infragiornaliero ha un influsso evidente sulla liquidità del mercato infragiornaliero svizzero. La figura 19 mostra il volume scambiato sul mercato infragiornaliero svizzero prima e dopo l'introduzione di XBID. Il calo seguito all'introduzione è notevole.

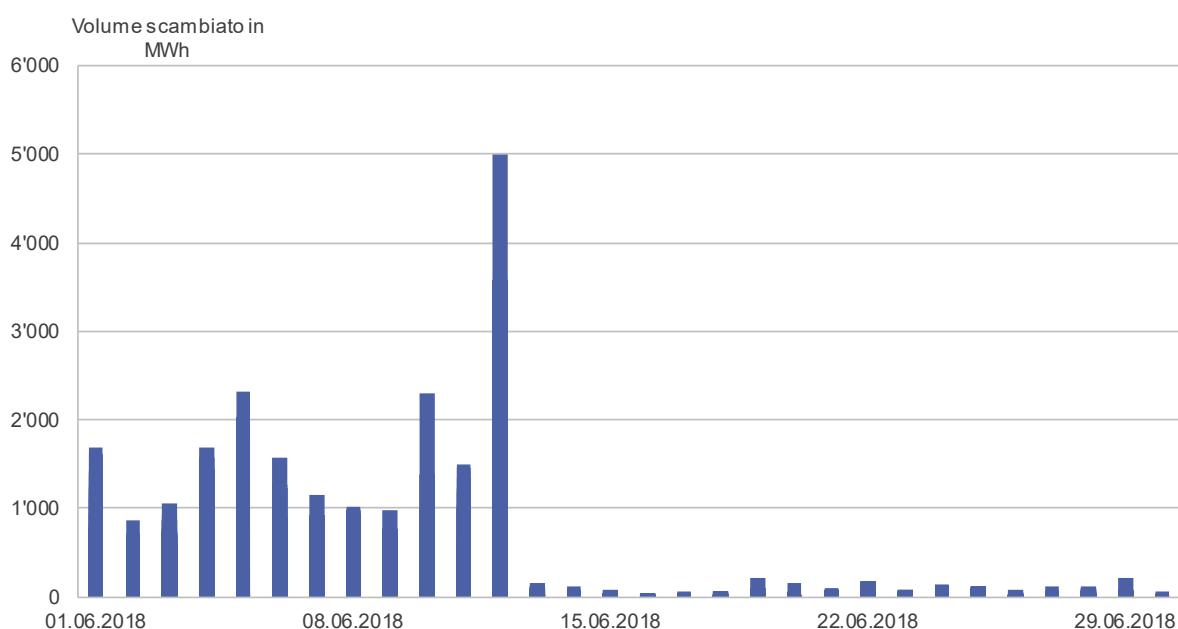


Figura 19: Volume scambiato sul mercato infragiornaliero svizzero prima e dopo l'introduzione di XBID.

Contemporaneamente è aumentata l'attività degli operatori di mercato svizzeri nello scambio infragiornaliero in Germania e Francia. Le figure 19 e 20 mostrano il volume scambiato

dagli operatori di mercato svizzeri sui mercati infragiornalieri in Germania e Francia prima e dopo l'introduzione di XBID. Si osserva un aumento sensibile.

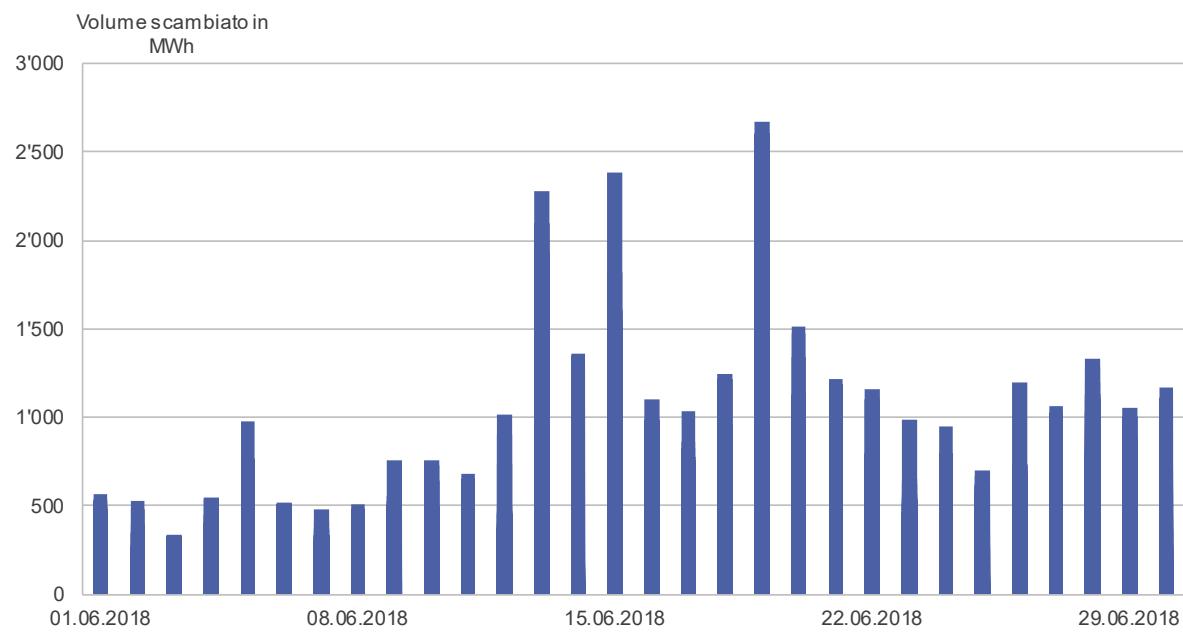


Figura 20: Volume scambiato sul mercato infragiornaliero in Germania prima e dopo l'introduzione di XBID

6 Affari internazionali



Nella Germania settentrionale viene prodotta molta energia eolica. Tuttavia la costruzione delle linee interne da nord a sud del Paese è in ritardo. La foto mostra il parco eolico nel Mare del Nord in Bassa Sassonia.

L'intero settore degli Affari internazionali è contrassegnato ancor più che negli anni passati dall'attuazione nell'UE del terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia (in particolare attraverso le direttive UE e i Network Codes). Esso prevede una riorganizzazione generale dei mercati dell'energia e in-

fluenza pertanto lo scambio transfrontaliero di elettricità in quasi tutti i suoi aspetti. A causa dei forti legami della Svizzera con i Paesi europei limitrofi, questi cambiamenti sono della massima importanza anche per il nostro Paese, sia in termini di sicurezza dell'approvvigionamento che in termini economici.

6.1 Gestione delle congestioni

La rete di trasporto svizzera è collegata alle reti dei Paesi confinanti attraverso 41 linee transfrontaliere. Queste linee di collegamento sono fondamentali per la sicurezza dell'approvvigionamento e della rete come pure per gli esportatori svizzeri.

Siccome le capacità di importazione ed esportazione disponibili sono limitate, esse vengono attribuite secondo procedure orientate al

mercato, conformemente all'articolo 17 capoverso 1 LAEI. Valgono tuttavia due eccezioni: da una parte, le forniture nell'ambito di contratti a lungo termine conclusi prima del 31 ottobre 2002 (in particolare alcuni contratti ancora in essere con la Francia), dall'altra, la precedenza data alle forniture dalle centrali idroelettriche di confine (in particolare le centrali sul Reno al confine con la Germania).

La parte maggiore delle capacità delle linee transfrontaliere viene quindi assegnata nel quadro di aste esplicite. Contrariamente alle cosiddette aste implicite, nelle quali il diritto di trasporto viene attribuito automaticamente al miglior offerente al momento dell'acquisto di energia, nelle aste esplicite il diritto di trasporto viene attribuito separatamente da quest'ultimo.

Negli anni passati l'UE ha armonizzato progressivamente le regole per la gestione delle linee di collegamento e delle congestioni della rete, il che ha introdotto forti cambiamenti rispetto alla prassi seguita precedentemente dai gestori della rete di trasporto.

L'asta implicita, nota anche come market coupling, è più efficiente e nel frattempo è diventata la regola in quasi tutta l'UE. La sua posizione viene ulteriormente rafforzata dall'introduzione graduale del flow based market coupling, con cui si identificano le congestioni all'interno di una rete per poterle risolvere attraverso investimenti adeguati. Inoltre, limitando le capacità transfrontaliere tra i differenti Paesi e le differenti zone di prezzo si evita il più possibile di spostare al confine le congestioni.

L'EU e l'ACER intendono potenziare le possibilità di esportazione e di importazione per rafforzare la concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento. Ciò presuppone che sia evitata qualsiasi discriminazione dei flussi commerciali tra le zone di prezzo e i Paesi rispetto ai flussi puramente interni o nazionali; va comunque osservato che i flussi commerciali internazionali vengono dirottati dalla zona con prezzo più favorevole a quella più costosa a causa delle differenze di prezzo in borsa.

A tal fine bisogna ridurre i flussi di carico non programmati: poiché i flussi fisici non corrispondono necessariamente ai flussi commerciali pianificati, essi limitano le possibilità di

scambio alle frontiere e spesso richiedono interventi costosi per ridurre i rischi per la stabilità della rete (redispatch, ecc.).

Per questi motivi, dal 1° ottobre 2018 la zona di prezzo cui appartenevano la Germania (che deve ampliare la propria rete nazionale), l'Austria e il Lussemburgo è stata divisa in due parti; ciò ha portato a un aumento dei prezzi in Austria.

Nel rapporto dell'ACER sulla sorveglianza del mercato elettrico 2017 (ottobre 2018) si sottolinea, tra l'altro, la necessità di perfezionare il calcolo delle capacità di frontiera per migliorare l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento a livello europeo e, al contempo, ridurre le conseguenze negative dei flussi di carico non programmati.

Il rapporto si sofferma anche su alcuni sviluppi osservati nel nostro Paese, tra cui la grossa perdita economica, decisamente superiore a quella registrata nel 2016, derivata alla Svizzera dall'utilizzo delle sue capacità di frontiera verso l'UE, stimata a 110–120 milioni di euro. Questa perdita è dovuta principalmente al fatto che la Svizzera è esclusa dai meccanismi di market coupling istituiti nell'UE fintanto che non verrà concluso un accordo bilaterale sull'energia elettrica.

Gli sviluppi della normativa europea, la quale interessa in parte anche la Svizzera, dovrebbero portare, nonostante alcuni aspetti positivi come ad esempio gli adeguamenti a sostegno della tensione di rete, a maggiori congestioni soprattutto nella rete svizzera. Esse influenzerranno sia i flussi commerciali che i flussi fisici all'interno e all'esterno dell'UE, il che sovraccaricherà sempre più la rete di Swissgrid. Non è escluso che Swissgrid debba limitare le capacità di esportazione e di importazione per garantire la stabilità della rete svizzera.

6.2 Centrali di frontiera

Lungo la frontiera svizzera vi sono 30 centrali idroelettriche che producono energia dalle acque di confine. Spesso per queste centrali di frontiera la ripartizione dell'energia tra gli Stati è disciplinata da vecchi trattati in essere tra la Svizzera e il Paese confinante. Per alcune di esse, la quantità di energia stabilita contrattualmente viene fornita al Paese confinante attraverso la rete di trasporto transfrontaliera. Le capacità sulla rete di trasporto transfrontaliera vengono attribuite tramite asta. Alcune centrali elettriche ottengono capacità al di fuori delle aste, ossia gratuitamente (cosiddette priorità).

Con sentenza del 6 novembre 2017 il Tribunale federale ha emanato in due casi una sentenza chiave in merito alle priorità (2C_390/2016 e 2C_391/2016). Il 12 settembre 2018 è seguita, in un terzo caso, una sentenza del Tribunale amministrativo federale (A-5323/2015) che si basa in buona misura sulla sentenza del Tribunale federale. In tutti e tre i casi la ElCom dovrà emanare una nuova decisione per il riconoscimento di una priorità.

Sino alla fine del 2014 tra Swissgrid e i proprietari della rete di trasporto tedesca sussisteva un accordo di cooperazione che riconosceva anche le priorità previste dal diritto svizzero sulla rete di trasporto transfrontaliera. Tale accordo è stato disdetto dalla controparte tedesca alla fine del 2014. Il nuovo accordo di cooperazione, entrato in vigore il 1° gennaio 2015, non contiene alcuna disciplina in materia di priorità. I gestori della rete di trasporto tedesca sostengono che il riconoscimento di un'eventuale priorità sia in contraddizione tanto con la legislazione europea quanto con quella tedesca. In un simile contesto il Tribunale federale ha affermato che è divenuto oggettivamente impossibile concedere una priorità senza la cooperazione con i gestori della rete di trasporto tedesca.

Swissgrid, tuttavia, sarebbe tenuta al risarcimento danni soltanto se fosse corresponsabile del rifiuto da parte dei gestori della rete di trasporto tedesca di stipulare un contratto che rispetti le priorità. Spetta ora alla ElCom valutare, nell'ambito di una nuova decisione, la corresponsabilità di Swissgrid e un eventuale obbligo di risarcimento danni. Al momento è ancora pendente presso la ElCom un'altra richiesta di una centrale di frontiera in merito alla concessione di una priorità sulle forniture energetiche transfrontaliere.

La ElCom si è messa in contatto con l'agenzia federale delle reti tedesca (Bundesnetzagentur) per trovare una soluzione amichevole su come considerare i differenti diritti svizzero e tedesco in materia di priorità per le centrali elettriche di frontiera.

Dal 1° ottobre 2017 è in vigore una nuova disposizione sul riconoscimento delle priorità per le centrali elettriche di frontiera. Nell'anno in esame sono pervenute due nuove domande per il riconoscimento di priorità a partire dal 1° ottobre 2018 secondo la nuova disposizione in vigore. Le procedure sono state per il momento sospese.

6.3 Merchant line

Le merchant line sono elettrodotti transfrontalieri che, in forza di una deroga, sono esclusi dall'obbligo di concedere a terzi l'accesso alla rete. La capacità di tali linee è appannaggio del gestore di rete, mentre la sua utilizzazione è riservata all'investitore. Le eccezioni riconosciute sono a tempo determinato; alla scadenza del termine la proprietà della linea

viene trasferita alla società nazionale di rete. Attualmente in Svizzera vi sono due merchant line al confine con l'Italia. È ancora in sospeso una decisione del Tribunale amministrativo federale in merito all'entità della capacità esentata dall'obbligo di accesso non discriminatorio da parte di terzi.

6.4 Proventi da aste

Le capacità transfrontaliere della rete di trasporto che scarseggiano sono attribuite da Swissgrid tramite asta. I proventi risultanti da tali vendite spettano, per ogni confine, per metà a Swissgrid e per l'altra metà al gestore della rete di trasporto estero. I proventi da aste possono essere impiegati per coprire i costi delle forniture transfrontaliere di energia elettrica, i costi computabili della rete di trasporto o per mantenere e potenziare la rete di trasporto (art. 17 cpv. 5 LAEl). Swissgrid propone la destinazione desiderata alla ElCom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'utilizzo di tali entrate (art. 22 cpv. 2 lett. c LAEl). Nel periodo 2009-2012, circa 40 milioni di franchi sono stati destinati di anno in anno alla riduzione dei costi computabili, mentre i proventi da aste del 2013 hanno dovuto essere utilizzati in buona parte per il mantenimento e il potenziamento della rete di trasporto. Poiché gli investimenti effettuati in passato nella rete di trasporto non hanno raggiunto il volume originariamente previsto e a causa degli esborsi

sostenuti in seguito a varie sentenze giudiziarie, Swissgrid ha chiesto che i proventi degli anni dal 2013 al 2018 fossero impiegati esclusivamente per ridurre le tariffe di rete.

Nell'anno in rassegna la ElCom ha espresso le proprie aspettative in merito al futuro utilizzo dei proventi delle aste di Swissgrid: a partire dal 2022, il 65 per cento dei proventi dovrà essere destinato al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto, il 35 per cento alla riduzione dei costi computabili. Nel contempo è stato anche definito un percorso di raggiungimento degli obiettivi. Di conseguenza, nell'anno in esame, Swissgrid ha presentato una domanda per l'utilizzo dei proventi da aste del 2019 che prevede di destinare il 35 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e il 65 per cento alla riduzione dei costi computabili. Sulla destinazione dei proventi da aste la ElCom ha statuito conformemente a quanto richiesto.

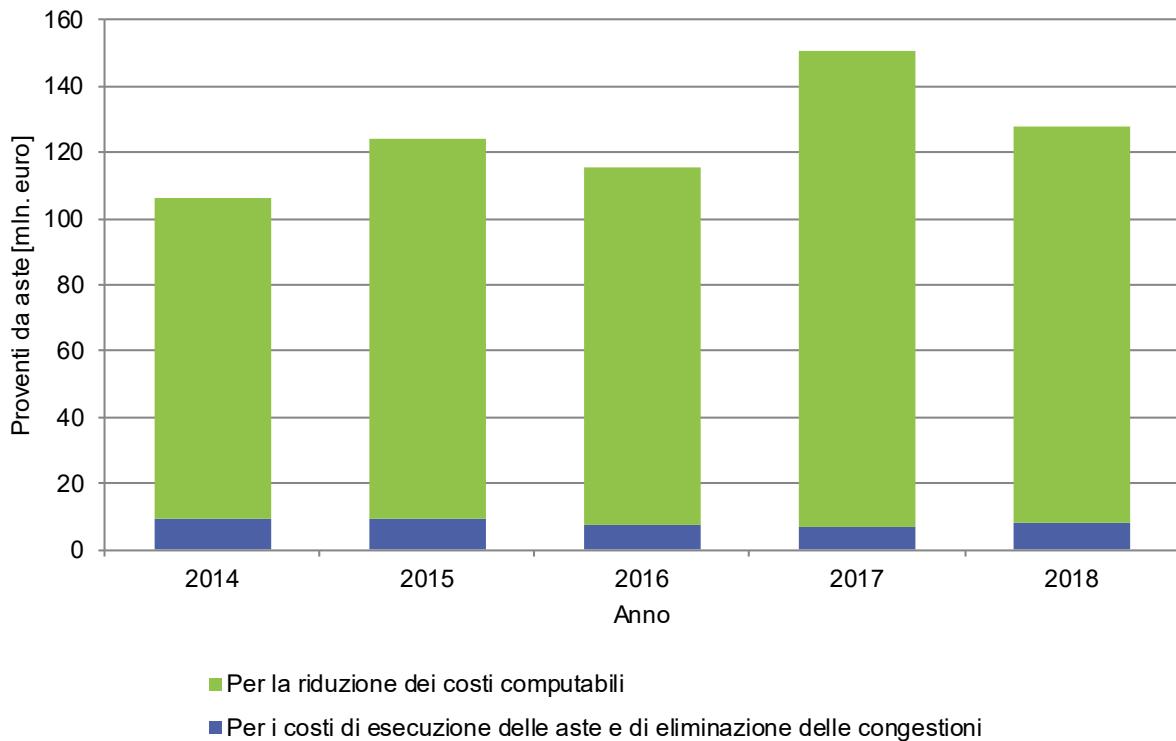


Figura 21: Destinazione dei proventi da aste 2014–2018

La Figura 21 indica come sono stati impiegati i proventi da aste realizzati ai confini svizzeri tra il 2014 e il 2018. Per il 2018 vengono

riportati i dati previsionali, non essendo ancora disponibile il consuntivo al momento della chiusura redazionale.

6.5 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione

L'energia di regolazione deve compensare le fluttuazioni a breve termine dei consumi e della produzione; è quindi un elemento fondamentale della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Con il terzo pacchetto di misure per il mercato interno, l'acquisizione e l'utilizzo di energia di regolazione vengono estesi sistematicamente a livello internazionale. In alcuni casi, si prevedono notevoli vantaggi di

prezzo a livello di acquisizione (e quindi, in ultima analisi, per il consumatore) e una migliore protezione contro eventuali carenze.

A questo scopo si stanno allestendo piattaforme di trading IT fra alcuni o tutti i Paesi interessati. La Svizzera partecipa a tutte le piattaforme in qualità di membro o osservatore. Le piattaforme per lo scambio di poten-

za di regolazione primaria (FCR) e per l'imbalance netting (IN) sono già attive e vengono in parte adeguate. La piattaforma per l'energia di regolazione terziaria (RR/TERRE) sarà operativa a fine 2019. Le due rimanenti piattaforme per lo scambio di potenza di regolazione secondaria (afRR, mFRR) sono ancora in una fase di sviluppo iniziale.

Per la partecipazione della Svizzera a queste ultime tre piattaforme sussiste una riserva giuridica da parte dell'UE: la Commissione europea deciderà in merito alla partecipazione sulla base delle dichiarazioni della Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (REGST dell'energia elettrica) e dell'Agenzia europea ACER. REGST dell'energia elettrica ha formulato nel 2017

un parere favorevole, seguito dall'ACER nel 2018. La Commissione europea non si è ancora espressa al riguardo; la sua decisione sarà indubbiamente influenzata dalle discussioni sulle modalità della Brexit e dall'accordo quadro UE-Svizzera.

La ElCom mira a partecipare alle piattaforme, in quanto ritiene che la mancata partecipazione comporti notevoli rischi come, in particolare, quello che si verifichino improvvisamente ingenti flussi non pianificati e non annunciati di elettricità attraverso la rete svizzera, che potrebbero causare sovraccarichi e interruzioni. A causa della rete a maglie molto fitte, tali interruzioni locali potrebbero anche estendersi direttamente a tutta l'area intorno alla Svizzera.

6.6 Organismi internazionali

L'Unione europea ha portato a termine la revisione di una serie di norme nell'ambito di un pacchetto di misure dal titolo «Energia pulita per tutti gli europei», presentato nel 2016 sotto l'influenza dell'accordo di Parigi. Alcune di queste norme devono essere adeguate entro il 29 marzo 2019, in particolare a causa dei negoziati fra l'UE e il Regno Unito.

Di questo «Clean Energy Package» dell'UE fa parte anche la direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che è una colonna portante della strategia europea per il mantenimento della competitività dell'UE sul mercato mondiale dell'energia e per la riduzione delle emissioni di CO₂ entro il 2030 e, successivamente, entro il 2050. La direttiva entrerà in vigore il 1° luglio 2021 e sostituirà l'attuale direttiva 2009/28.

Anche la rielaborazione del regolamento (CE) n. 714/2009 e della direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del regolamento (CE) n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e la proposta di un regolamento sulla prevenzione dei rischi nel settore elettrico e per l'abrogazione della direttiva 2005/89/CE avranno un impatto sull'organizzazione del mercato elettrico. Gli accordi politici raggiunti alla fine del 2018 saranno formalizzati prima della pubblicazione ufficiale prevista per l'inizio del 2019, un anno nel segno della transizione e dell'attuazione nell'UE.

Con queste revisioni, la maggior parte delle quali entrerà in vigore a partire dal 2020/2021, sarà rafforzata l'integrazione del mercato in-

terno dell'elettricità, che è già stata intensificata nell'UE a partire dal 2009, nel periodo 2020-2030 e oltre. Queste revisioni vanno a toccare anche la conclusione di un accordo bilaterale sull'energia elettrica fra la Svizzera e l'UE, che nel frattempo è stato congelato.

Nell'«ACER Electricity Working Group» e nei suoi sottogruppi la ElCom ha lo status di osservatore. La Commissione coordina e rappresenta gli interessi della Svizzera in questi organi e nei gruppi regionali che attuano i codici di rete dell'UE. Questa collaborazione è di primaria importanza, in particolare nell'ottica della sicurezza della rete svizzera. Nel settembre 2018 è stato prorogato ad interim il mandato del direttore dell'ACER, che ricopre ad interim tale carica dalla fondazione dell'Agenzia. Nel 2019 dovrà essere designato un successore idoneo. A seguito della decisione di porre fine alla presidenza congiunta dell'ACER e del CEER, consuetudine instauratasi in occasione dell'istituzione dell'ACER, Clara Polletti (Italia, ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) è stata nominata presidente dell'ACER e Annegret Groebel (Germania, BNetzA – Bundesnetzagentur) presidente del CEER.

Insieme all'UFE e a Swissgrid, la ElCom partecipa inoltre ai lavori del Forum pentalaterale dell'energia (Pentalateral Energy Forum - PLEF), intesi a garantire la sicurezza della rete in inverno. Partecipa alle discussioni sull'ulteriore sviluppo della gestione delle capacità alla frontiera settentrionale italiana. La ElCom è osservatore all'European Electricity Regulatory Forum, la cui unica riunione del 2018 è stata dedicata alla revisione del quadro giuridico europeo. La ElCom ha lo status di osservatore anche in seno al Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), che ha

partecipato attivamente a questa revisione. Gli elementi più importanti della strategia del CEER per il 2019-2021 sono la promozione della digitalizzazione, la decarbonizzazione e la regolamentazione dinamica del settore del gas e dell'elettricità a vantaggio dei consumatori. Nel 2018 la ElCom non ha partecipato ai lavori dell'«OECD Network of Economic Regulators» (NER).

7 Prospettive future

Il 2019 sarà nuovamente un anno stimolante per la ElCom. Con la Strategia energetica 2050, l'entrata in vigore della strategia Reti elettriche a metà del 2019 e la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) nel 2020, la politica energetica svizzera sta subendo un cambiamento fondamentale. Le modifiche del quadro giuridico in ambito elettrico, numerose e radicali, hanno conseguenze di ampia portata in ambito regolatorio. La ElCom dovrà quindi adeguare le proprie attività di regolazione verificando costantemente e tempestivamente il rispetto delle nuove disposizioni giuridiche.

La Strategia Reti elettriche crea nuove condizioni quadro giuridiche per lo sviluppo della rete, in particolare per la costruzione di linee in cavo interrato e linee aeree. L'obiettivo della strategia è quello di sviluppare le reti elettriche svizzere in tempo utile e in linea con la domanda per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. La Strategia Reti elettriche conferisce per legge nuovi compiti alla ElCom, come per esempio la partecipazione all'elaborazione di scenari di riferimento, l'esame del piano pluriennale di Swissgrid e il monitoraggio del Piano settoriale Elettrodotti e delle procedure di approvazione dei piani.

Per quanto riguarda la revisione della LAEI, per la ElCom è particolarmente importante la situazione dell'approvvigionamento nel semestre invernale. A medio e lungo termine, in considerazione dell'abbandono dell'energia elettrica dal nucleare, è molto probabile che sarà necessario importare in Svizzera più energia elettrica. Poiché oltre alla Germania anche altri Paesi europei stanno rinunciando all'energia nucleare, e anche la produzione termoelettrica a partire dal carbone è destinata a ridursi in Europa, la capacità di esportazione dei Paesi limitrofi diminuirà, facendo aumentare in Svizzera i rischi legati all'importazione. La ElCom individua questi problemi e nella procedura di

consultazione relativa alla revisione della LAEI richiama l'attenzione sulla produzione invernale supplementare necessaria.

Concretamente, la ElCom chiede l'inserimento nella LAEI di strumenti e misure di ampia portata per incentivare tale produzione. Sulla base delle analisi degli studi di adeguatezza del sistema (system adequacy), la Commissione raccomanda di garantire, attraverso la revisione della legge, che una parte sostanziale dell'energia che in inverno non potrà in futuro più essere prodotta dalle centrali nucleari svizzere continui ad essere prodotta in Svizzera. A questo proposito occorre ricordare che la costruzione di nuove centrali elettriche richiede diversi anni per essere completata. In linea di principio, la ElCom accoglie con favore la costituzione di una riserva strategica, ricorda peraltro che ciò sarebbe già possibile in base al diritto vigente, in virtù dell'articolo 9 LAEI.

Anche le relazioni tra la Svizzera e l'UE restano rilevanti ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento. Allo stato attuale delle cose è difficile valutare se sarà raggiunto un accordo quadro, che secondo l'UE costituisce la base per un accordo sull'energia elettrica. In relazione ad alcuni punti, è stato comunque possibile, anche senza accordo quadro, ottenere alcuni successi parziali per la sicurezza dell'approvvigionamento nazionale, per esempio in relazione ai flussi di carico non programmati. In vista di future trattative e in relazione alla sicurezza dell'approvvigionamento, un accordo sull'energia elettrica sarebbe comunque auspicabile.

Nel corso dell'attuale periodo di legislatura, che terminerà nel 2019, vi saranno altri cambiamenti a livello di personale in seno alla Commissione. Tre membri della Commissione raggiungeranno quest'anno il periodo di carica massimo di dodici anni e si dimetteranno per la fine del 2019. La decisione in merito alla loro successione spetta al Consiglio federale.

8 La ElCom



La ElCom, da sinistra a destra: Carlo Schmid-Sutter (presidente), Dario Marty, Brigitte Kratz (vicepresidente), Christian Brunner, Laurianne Altwegg, Matthias Finger, Sita Mazumder

La ElCom ha il compito di vigilare sul mercato svizzero dell'energia elettrica e di assicurare il rispetto della LAEL. Nella sua veste di autorità di vigilanza statale indipendente, la Commissione accompagna la fase di transizione da un approvvigionamento elettrico di carattere monopolistico a un mercato dell'energia elettrica orientato alla libera concorrenza. In tale

ottica, spetta alla ElCom esercitare la vigilanza sui prezzi dell'energia elettrica nel servizio universale. Essa, inoltre, sorveglia che l'infrastruttura di rete continui ad essere mantenuta efficiente e che, se necessario, sia potenziata per garantire anche in futuro la sicurezza di approvvigionamento.

Il settore in cifre

La ElCom vigila sul commercio all'ingrosso di energia e sul settore elettrico, inclusa Swissgrid, per quanto riguarda le tariffe per l'utilizzazione della rete, le tariffe elettriche dei consumatori fissi finali, la sicurezza di approvvigionamento, lo stato delle reti elettriche e l'attribuzione della capacità di rete in caso di congestioni ai confini.

Numeri di gestori di rete: circa 650

Numeri di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche:

livello di rete 1 – circa 6'600 km | livello di rete 3 – circa 8'800 km | livello di rete 5 – circa 44'000 km | livello di rete 7 – circa 142'000 km (linee aeree e cavi interrati, inclusi gli allacciamenti domestici)

Transformatori: livello di rete 2 – 151 | livello di rete 4 – 1'150 | livello di rete 6 – circa 59'000 (inclusi trasformatori su palo)

Fatturato totale da corrispettivi per l'utilizzazione della rete:

3.4 miliardi di franchi

Investimenti annui: circa 1,4 miliardi di franchi

Consumo annuo di energia elettrica: 59 TWh

Produzione: 61 TWh

Importazione di energia elettrica: 37 TWh

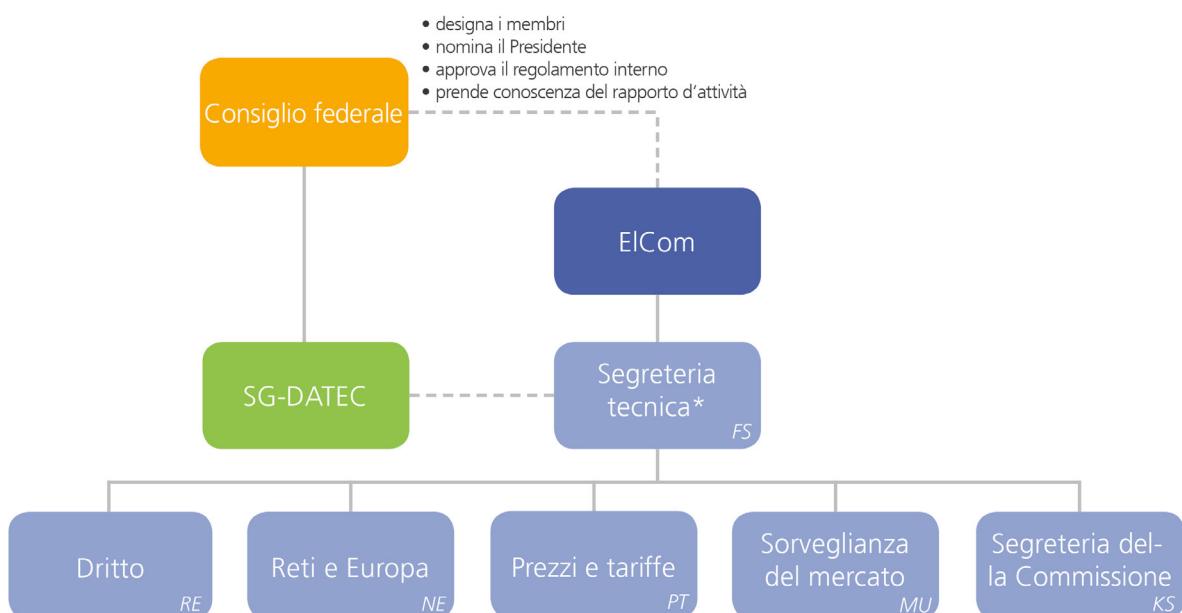
Esportazione di energia elettrica: 31 TWh

La Commissione dispone di ampie competenze per svolgere in particolare le seguenti funzioni:

- Verifica tutti i corrispettivi per l'utilizzazione della rete: sul mercato libero l'utilizzazione delle reti per il trasporto di energia elettrica viene indennizzata con il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. La ElCom verifica la legittimità dei corrispettivi incassati.
- Controlla le tariffe elettriche dei consumatori fissi finali (cosiddetto servizio universale, economie domestiche e altri consumatori finali con un consumo annuo inferiore a 100 MWh) e dei consumatori finali che rinunciano al libero accesso alla rete.
- Decide in caso di controversie relative al libero accesso alla rete elettrica: a partire dal 1° gennaio 2009, i grandi consumatori (con consumo annuale di almeno 100 MWh) possono scegliere liberamente il proprio fornitore.
- Vigila sulla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e sullo stato delle reti elettriche.
- Stabilisce la procedura per l'attribuzione della capacità di rete in caso di congestioni sulle linee transfrontaliere e coordina la propria attività con i regolatori europei del settore.
- Esercita la piena vigilanza sulla società nazionale di rete (Swissgrid SA) da quando quest'ultima è diventata proprietaria della rete di trasporto (disgiunzione).
- Vigila sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

8.1 Organizzazione e risorse umane

La ElCom comprende da cinque a sette membri indipendenti, nominati dal Consiglio federale, nonché una Segreteria tecnica. Non sottostà a istruzioni del Consiglio federale ed è indipendente dalle autorità amministrative.



* Annessione amministrativa alla SG-DATEC

Figura 22: Organigramma della ElCom

8.1.1 Commissione

I sette membri della Commissione sono indipendenti dal settore elettrico e svolgono la loro attività a titolo di occupazione accessoria. La Commissione si riunisce mediamente una volta al mese. A ciò si aggiungono le riunioni dei cinque comitati «Prezzi e tariffe», «Reti e sicurezza di approvvigionamento», «Diritto», «Relazioni internazionali» e «Sorveglianza del mercato». Nell'anno in esame la Commissione era così composta:

Presidente:

- Carlo Schmid-Sutter (dal 2007): ex consigliere agli Stati, lic. iur., avvocato e notaio

Vicepresidenti:

- Brigitta Kratz (dal 2007): Dr. iur., LL.M., avvocato e docente di diritto privato presso l'Università di San Gallo
- Antonio Taormina (dal 2014 al 31.3.2018): Dipl. Math. ETHZ, ex membro della Direzione generale e direttore del settore Energia Europa occidentale di Alpiq

Membri:

- Laurianne Altwegg (dal 2015): lic. en science politique, responsabile dei dossier energia, ambiente e agricoltura presso la Federazione romanda dei consumatori FRC
- Christian Brunner (dal 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ex direttore della Business Unit Reti di Alpiq
- Matthias Finger (dal 2007): Dr. rer. pol., professore delle industrie in rete presso il Politecnico federale di Losanna EPFL
- Dario Marty (dall'1.4.2018): Dipl. El. Ing. SUP, ex direttore ESTI
- Sita Mazumder (dall'1.1.2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della scuola universitaria di Lucerna

Comitati:

Nel corso dell'anno in rassegna il lavoro della Commissione si è svolto attraverso i seguenti comitati:

Prezzi e tariffe

- Sita Mazumder (direzione)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Diritto

- Laurianne Altwegg (direzione)
- Brigitta Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Reti e sicurezza di approvvigionamento

- Dario Marty (direzione dall'1.04.2018)
- Christian Brunner (direzione fino al 31.03.2018)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz

Relazioni internazionali

- Antonio Taormina (direzione fino al 31.03.2018)
- Christian Brunner (direzione dall'1.04.2018)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

Sorveglianza del mercato

- Matthias Finger (direzione)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina (fino al 31.03.2018)
- Sita Mazumder

Dimissioni e nuove nomine

Nell'anno in rassegna la vicepresidente della ElCom, Brigitta Kratz, ha annunciato le proprie dimissioni per la fine del 2018. Brigitta Kratz è stata vicepresidente della ElCom dal 2007, anno in cui la Commissione è stata istituita. Le sue dimissioni sono dovute alla limitazione della durata massima del mandato. Nel rispetto della pianificazione scaglionata della successione, come successore di Brigitta Kratz il Consiglio federale ha nominato il professore di diritto amministrativo Andreas Stöckli. Dal 2019 la vicepresidenza della ElCom è assunta da Laurianne Altwegg.

Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche

Nella ElCom siedono quattro uomini e tre donne, equivalenti a una quota femminile del 43 per cento. Inoltre, sono rappresentate le seguenti regioni linguistiche: area germanofona (cinque persone) e area francofona (due persone).

8.1.2 Segreteria tecnica

La Segreteria tecnica sostiene la Commissione dal punto di vista tecnico e scientifico, prepara le sue decisioni e le attua. Dirige le procedure di diritto amministrativo e svolge i necessari accertamenti. È indipendente da altre autorità ed è assoggettata esclusivamente alle istruzioni della Commissione. Sotto il profilo amministrativo, la Segreteria tecnica è aggregata alla Segreteria generale del DATEC. La Segreteria della Commissione rappresenta il punto di contatto e l'interfaccia della ElCom nei confronti della popolazione, del settore e dei media. Essa coordina i lavori della Commissione e della Segreteria tecnica e coadiuva la ElCom dal punto di vista amministrativo.

Al 31.12.2018 la Segreteria tecnica contava 45 collaboratori (inclusi 3 stagisti) a tempo pieno o parziale, pari a 37.3 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalents, FTE»), Fra i collaboratori si contano 28 uomini e 17 donne, equivalenti a una quota femminile del 38 per cento. L'età media dei collaboratori è 43.3 anni. Le lingue ufficiali sono così rappresentate:

- Italiano: 2 collaboratori
- Francese: 5 collaboratori
- Tedesco: 38 collaboratori



**Responsabile della Segreteria tecnica
(45 collaboratori)**

Renato Tami
lic. iur. avvocato e notaio



**Sezione Reti ed Europa
(9 collaboratori)**

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



**Sezione Prezzi e tariffe
(12 collaboratori)**

Stefan Burri
Dr. rer. pol.



**Sezione Sorveglianza del mercato
(6 collaboratori)**

Cornelia Kawann
Dipl. Ing., Dr. techn., MBA



**Sezione Diritto
(10 collaboratori)**

Nicole Zeller
lic. iur., avvocato



**Sezione Segreteria della Commissione
(7 collaboratori)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.

8.2 Finanze

Nell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 11,7 milioni di franchi, di cui sono stati effettivamente spesi quasi 10,3 milioni. Tale importo ha coperto interamente i costi di esercizio e del personale della ElCom, incluse le spese aggiuntive legate ai lavori per mettere a punto i sistemi IT per la sorveglianza del mercato, le spese aggiuntive nel settore della sicurezza dell'approvvigionamento

elettrico e i progetti relativi alla sostituzione di sistemi IT esistenti.

A fronte di queste uscite si registrano entrate per circa 4,9 milioni di franchi, provenienti dalla tassa di vigilanza riscossa da Swissgrid per la collaborazione della ElCom con le autorità estere e dalle tasse procedurali a carico delle parti.

8.3 Manifestazioni

Forum ElCom 2018

Il 29 novembre 2018, al Kursaal di Berna, si è svolta la nona edizione del Forum ElCom. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e partecipando a dibattiti sul tema della sicurezza di approvvigionamento a livello nazionale e internazionale. La consigliera federale Doris Leuthard ha presentato una relazione sulle future sfide della politica

energetica svizzera, in particolare in vista della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico. In una tavola rotonda politica si è discusso se la svolta energetica in Svizzera potrà essere portata a termine con successo.

Il Forum ElCom 2019 si terrà il 15 novembre al Kongresszentrum di Basilea.

Eventi informativi per i gestori di rete

Come negli anni precedenti, anche nella primavera del 2018 la ElCom ha organizzato complessivamente sei eventi informativi in diverse località della Svizzera, incentrati su argomenti quali la Strategia energetica 2050, la Strategia Reti elettriche, la pianificazione della rete e le ultime novità dalla ElCom e dall'UFE.

Ai sei eventi informativi hanno partecipato complessivamente quasi 600 persone. Sia per i partecipanti che per il personale della ElCom e dell'UFE, questi incontri hanno costituito nuovamente un'ottima occasione per confrontarsi sul piano tecnico.

Workshop Sorveglianza del mercato

Come negli anni precedenti, anche nell'anno in esame si è svolto a Berna un workshop a cura del settore Sorveglianza di mercato, dedicato

agli ultimi sviluppi della sorveglianza del mercato elettrico all'ingrosso in Svizzera e alla tecnologia blockchain.

9 Appendice

9.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2018 alla ElCom sono pervenute complessivamente 330 nuove pratiche. Di esse, nel corso dell'anno in rassegna ne sono state evase già 115 – il che equivale, rispetto all'anno di ricezione, a un rapporto del 35 per cento. Le pratiche chiuse nel 2018 sono state in tutto 509. Nel 2018 è quindi stato possibile ridurre nuovamente in modo massiccio gli arretrati degli anni precedenti, in particolare del 2017. Dal 2016 viene rilevato sistematicamente anche il numero delle cosiddette «richieste semplici», ossia richie-

ste pervenute via mail o tramite il modulo di contatto sul sito internet della ElCom e classificabili come domande di routine, la cui evasione richiede in genere qualche ora o giorno. Di rado comportano l'istituzione di una procedura. Nel corso del 2018 sono pervenute in tutto 328 richieste semplici che, ad eccezione di 9, sono state evase completamente (97 per cento). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 334 decisioni, molte delle quali in relazione a domande di potenziamento della rete.

| Tipo di attività | Riporto dagli anni precedenti | Ricezione 2018 | Evasi nel 2018 | Riporto al 2019 |
|---|-------------------------------|----------------|----------------|-----------------|
| Reclami specifici legati alle tariffe | 74 | 27 | 80 | 21 |
| Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica | 204 | 32 | 220 | 16 |
| Potenziamenti della rete | 38 | 107 | 77 | 68 |
| Casi rimanenti | 60 | 164 | 132 | 92 |
| Totali | 376 | 330 | 509 | 197 |
| Richieste semplici | 9 | 328 | 328 | 9 |
| Totali incl. richieste semplici | 385 | 658 | 837 | 206 |

Tabella 7: Statistica di esercizio 2018 della ElCom

9.2 Statistica delle riunioni

I membri della ElCom si consultano nel quadro di riunioni plenarie mensili. A queste si aggiungono le riunioni dei cinque diversi comitati, workshop e altre sedute straordinarie. Durante l'anno in esame, i membri della ElCom hanno

partecipato in Svizzera – in composizioni diverse – a 14 riunioni di una giornata intera e a 22 sedute di mezza giornata. Una volta all'anno la ElCom organizza un ritiro, durante il quale cerca il contatto con i gestori di rete locali.

9.3 Pubblicazioni

Istruzioni

| | |
|------------|--|
| 06.03.2018 | Comportamento di impianti di produzione di energia decentrati in caso di divergenze rispetto alla frequenza standard |
| 02.05.2018 | Prezzi di costo della produzione e contratti di acquisto a lungo termine secondo l'articolo 4 capoverso 1 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico |
| 02.05.2018 | WACC Produzione |
| 19.06.2018 | Metodo di conteggio per le PSRS |
| 24.07.2018 | Regola dei 75 franchi |
| 15.08.2018 | Potenziamenti della rete |
| 15.11.2018 | Rilevamento della qualità dell'approvvigionamento |

Comunicazioni

| | |
|------------|--|
| 03.05.2018 | FAQ: Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050 |
| 19.06.2018 | Istruzione 1/2018 della ElCom concernente il funzionamento di impianti di produzione di energia decentrati in caso di divergenze rispetto alla frequenza standard – Riequipaggiamento degli impianti attuali |
| 05.07.2018 | Brief Verdankung und Darlegung Massnahmen zur Messkostenerhebung 2017 (italiano non disponibile) |
| 24.07.2018 | Convention entre l'ElCom, l'Esti et l'OFEN à propos des PAP et des PSE (italiano non disponibile) |
| 18.10.2018 | Utilisation d'instruments de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge et transfert de données automatique qui ne correspondent pas aux exigences de l'OAPEI (italiano non disponibile) |
| 27.02.2019 | Domande e risposte su nuovi tipi di tariffe e tariffe dinamiche relative all'utilizzazione della rete e alla fornitura di energia |
| 09.12.2018 | Raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP) e sistemi di misurazione intelligenti per l'energia elettrica (italiano: 5.2.2019) |
| 20.12.2018 | Revision StromVG Vernehmlassung ElCom (italiano non disponibile) |

Rapporti e studi

| | |
|------------|---|
| 31.05.2018 | Rapporto d'attività della ElCom 2017 |
| 31.05.2018 | Schlussbericht System Adequacy 2025 (italiano non disponibile) |
| 31.05.2018 | Stromversorgungssicherheit in der Schweiz 2018 (italiano non disponibile) |
| 13.07.2018 | Rapporto sui costi di misurazione in Svizzera |

9.4 Glossario

| | |
|------------------------|---|
| Accesso alla rete | Diritto di utilizzare una rete per ricevere energia elettrica da un fornitore a scelta o per immettere energia elettrica nella rete stessa. |
| ACER | EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| AES | Associazione delle aziende elettriche svizzere |
| aFRR, mFRR | Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve |
| AT | Alta tensione |
| Blockchain | Elenco espandibile di record di dati collegati tra loro attraverso processi crittografici |
| BT | Bassa tensione |
| CAPTE | Commissioni dell'ambiente, della pianificazione del territorio e dell'energia |
| CBCA | Cross Border Cost Allocation |
| CEER | Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie; Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia |
| CERT | Computer Emergency Response Team |
| CMIT | CEER Market Integrity and Transparency Working Group |
| Consumatore finale | Cliente che acquista energia elettrica per uso proprio. È escluso l'acquisto di energia elettrica per il fabbisogno proprio di una centrale elettrica e per l'azionamento di pompe negli impianti di accumulazione con pompaggio. |
| CORE | La regione di calcolo della capacità CORE costituita dalle precedenti regioni CWE (Central West Europe) e CEE (Central East Europe) |
| Cost plus, regolazione | Regolazione cost plus: metodo di regolazione delle tariffe nel quale ciascun operatore di rete, sulla base dei propri costi, calcola i costi operativi, compreso un margine di profitto ragionevole. Si tratta del sistema di regolazione delle tariffe |

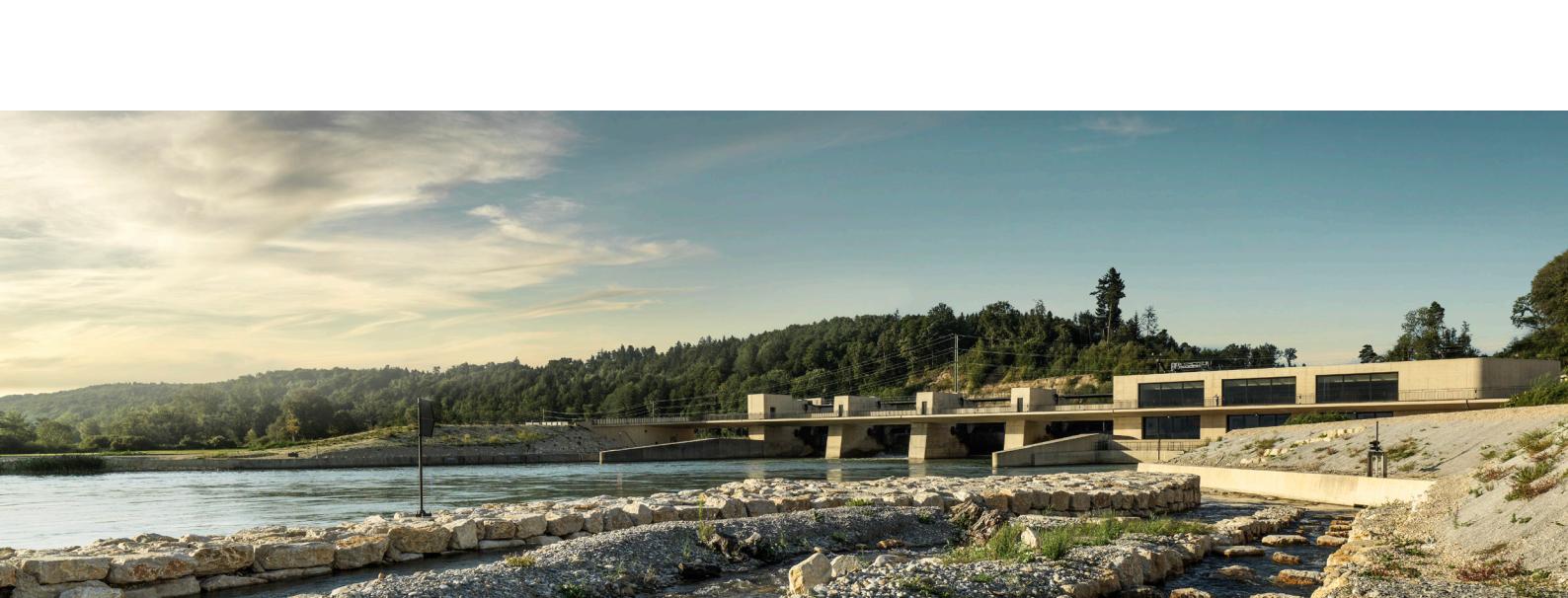
utilizzato attualmente in Svizzera. Per contro, nella regolazione per incentivi vengono determinati i costi che un gestore di rete efficiente dovrebbe sostenere per il comprensorio di rete interessato.

| | |
|----------------------------|---|
| DATEC | Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni |
| DFGP | Dipartimento federale di giustizia e polizia |
| DLT | Distributed Ledger Technologie |
| EEX | European Energy Exchange |
| ElCom | Commissione federale dell'energia elettrica |
| Energia di regolazione | Impiego di energia elettrica automatico o ordinato dalle centrali per mantenere lo scambio programmato di energia elettrica e garantire la sicurezza della gestione della rete. |
| ESTI | Ispettorato federale degli impianti a corrente forte |
| FCR | Frequency controlled normal operation reserve |
| FINMA | Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari |
| FITS | Flexible Intraday Trading System |
| FV | Fotovoltaico |
| Gestione del bilancio | Provvedimenti per la tenuta continua del bilancio energetico e di potenza nel sistema dell'energia elettrica; vi rientrano in particolare la gestione del programma previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio. |
| Gestione delle congestioni | Garantisce l'esercizio sicuro della rete attraverso misure preventive (ad es. determinazione della NTC, aste per l'assegnazione di capacità) e operative (ad es. redispatch, riduzioni). |
| GR | Gestore di rete |
| ICT | Information Communications Technology |
| IN | Inbalanced Netting |
| IPE | Impianto per la produzione di energia |

| | |
|-----------------------|---|
| km di linea | Una linea (km di linea) è costituita da più conduttori (per es. 1 km con una terna di conduttori singoli = 1 km). Nel caso dei cavi interrati, un chilometro corrisponde alla lunghezza assoluta del cavo. Nelle linee aeree, per esempio, un tratto di linea è formato da una terna di conduttori (cfrl. AES - Documento NBVN-CH edizione 2007). |
| kVA | Kilovoltampere, potenza di allacciamento |
| kWh | Kilowattora |
| kWp | Kilowatt di picco |
| LAEI | Legge sull'approvvigionamento elettrico |
| Mediana | Il valore al centro di una serie di dati ordinati per grandezza. La metà di tutti i dati osservati è quindi minore, e l'altra metà maggiore, del valore mediano. (a differenza del valore medio, la mediana è "resistente" nei confronti dei valori aberranti). |
| MT | Media tensione |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattora |
| Net Transfer Capacity | (NTC) Massimo programma di scambio tra due comprensori; esso è conciliabile con gli standard di sicurezza di entrambi i comprensori e tiene conto delle incertezze tecniche future della rete. |
| OAEI | Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico |
| OEn | Ordinanza sull'energia |
| OSMisE | Ordinanza del DFGP sugli strumenti di misurazione dell'energia e della potenza elettriche |
| OStrM | Ordinanza sugli strumenti di misurazione |
| OT | Operational Technology |
| PAP | Procedura di approvazione dei piani |
| PIC | Strategia per la protezione delle infrastrutture critiche |
| PLEF | Pentalateral Energy Forum - Forum pentalaterale dell'energia |

| | |
|---|--|
| Prestazione di servizio relativa al sistema, PSRS | I servizi ausiliari necessari per una gestione sicura delle reti. Essi comprendono in particolare il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio, la creazione di una riserva di energia di regolazione, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei generatori di energia elettrica, la tenuta della tensione (compresa la quota di energia reattiva), le misurazioni di regime e la compensazione delle perdite di potenza. |
| PSE | Piano settoriale Elettrodotti |
| RCP | Raggruppamento ai fini del consumo proprio |
| REGST dell'energia elettrica | (ENTSO-E) European Network of Transmission System Operators for Electricity, Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica |
| REMIT | Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency - Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency; Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie; Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso |
| Rete di distribuzione | Rete elettrica ad alta, media o bassa tensione avente lo scopo di fornire energia elettrica ai consumatori finali o alle imprese d'approvvigionamento elettrico. |
| Rete di trasporto | Rete elettrica per il trasporto di energia elettrica su lunghe distanze all'interno del Paese e per l'interconnessione con le reti estere; di regola funziona al livello di tensione 220/380 kV. Fanno parte della rete di trasporto, in particolare: a) le linee comprese le strutture portanti; b) i trasformatori di accoppiamento, i sezionatori, le installazioni di misurazione, comando e comunicazione; c) gli impianti utilizzati con altri livelli di rete, che vengono impiegati soprattutto nell'ambito della rete di trasporto o senza i quali quest'ultima non può essere gestita in modo sicuro o efficiente; d) i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio ad un altro livello di tensione o ad una centrale elettrica. |

| | |
|--------------------------|---|
| RIC | Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica |
| RRMs | Registered Reporting Mechanisms |
| RU | Rimunerazione unica |
| SAIDI | Il System Average Interruption Duration Index (SAIDI) descrive la durata media delle interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico. |
| SAIFI | Il System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) descrive il numero medio di interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico. |
| SRI | Nuovo sistema di rimunerazione per l'immissione di elettricità |
| TSO | Transmission System Operator |
| TWh | Terawattora |
| UE | Unione europea |
| UFE | Ufficio federale dell'energia |
| UFPP | Ufficio federale della protezione della popolazione |
| UST | Ufficio federale di statistica |
| Utilizzazione della rete | Utilizzo fisico di un sistema di rete mediante immissioni o prelievi di elettricità. |
| XBID | Cross-Border Intraday Market Project |
| Zona di regolazione | Area in cui la regolazione della rete compete alla società nazionale di rete. Tale area è delimitata fisicamente da stazioni di misurazione. |



Commissione federale dell'energia elettrica ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Berna
Tel. +41 58 462 58 33, Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch