

# Rapporto d'attività della ElCom 2019



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**

Gino Gallucci (pag. 1, 78)  
ElCom / www.bildkultur.ch (pag. 4, 7, 65, 69)  
Swissgrid AG (pag. 6)  
Axpo Holding AG (pag. 26)  
BKW AG (pag. 38)  
Chris Liverani (pag. 49)  
iStock (pag. 56)

## **Tiratura**

D: 60, F: 30, I: 30, E: 30

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2020

# Indice

<b>1</b>	<b>Prefazione del presidente</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Il mercato svizzero dell'energia elettrica</b>	<b>6</b>
2.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri	8
2.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	9
2.3	Tariffe della rete di trasporto	11
2.4	Tariffe della rete di distribuzione	12
2.5	Verifiche relative alle tariffe	17
2.6	Prassi giudiziaria	21
2.7	Regolazione Sunshine	22
2.8	Metrologia	23
2.9	Disgiunzione	23
2.10	RIC, RCP, remunerazione unica e gare pubbliche	24
<b>3</b>	<b>Le reti</b>	<b>26</b>
3.1	Cifre e fatti delle reti elettriche svizzere	26
3.2	Ampliamento e pianificazione della rete	32
3.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto	32
3.2.2	Pianificazione pluriennale relativa alle reti di distribuzione	33
3.2.3	Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani	34
3.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete	34
3.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	34
3.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione	34
3.4	Potenziamenti della rete	35
3.5	Società nazionale di rete	37
3.6	Decisioni e sentenze in materia di reti	37
<b>4</b>	<b>Sicurezza di approvvigionamento</b>	<b>38</b>
4.1	Introduzione	38
4.2	Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza dell'approvvigionamento	39
4.2.1	Analisi retrospettiva dell'inverno 2018/2019	39
4.2.2	Situazione nell'inverno 2019/2020	39
4.2.3	Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno	40
4.3	Flussi non programmati	40
4.4	Cybersicurezza	41
4.5	Qualità dell'approvvigionamento	42
4.5.1	Disponibilità della rete	42
4.5.2	Capacità d'importazione	43
4.5.3	Capacità d'esportazione	44
4.5.4	Capacità totale di importazione ed esportazione	46
4.5.5	Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati	46
4.6	Prestazioni di servizio relative al sistema	47
<b>5</b>	<b>Sorveglianza del mercato</b>	<b>49</b>
5.1	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	49
5.2	Sorveglianza del mercato nel 2019 in cifre	51
5.3	Caso di manipolazione errata sul mercato day ahead	52
5.4	Caso concernente l'indice del mercato intraday Svizzera	54
<b>6</b>	<b>Affari internazionali</b>	<b>56</b>
6.1	Gestione delle congestioni	56
6.2	Centrali di frontiera	58
6.3	Merchant line	59
6.4	Proventi da aste	59
6.5	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	61
6.6	Organismi internazionali	62
<b>7</b>	<b>Prospettive future</b>	<b>64</b>
<b>8</b>	<b>La ElCom</b>	<b>65</b>
8.1	Organizzazione e risorse umane	67
8.1.1	Commissione	67
8.1.2	Segreteria tecnica	69
8.2	Finanze	70
8.3	Manifestazioni	70
<b>9</b>	<b>Appendice</b>	<b>71</b>
9.1	Statistica di esercizio	71
9.2	Statistica delle riunioni	71
9.3	Pubblicazioni	72
9.4	Glossario	73

# 1 Prefazione del presidente



**Carlo Schmid-Sutter**  
Presidente della ElCom

Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, l'inverno 2018/2019 e la prima metà dell'inverno 2019/2020 non sono stati caratterizzati da particolari tensioni. I livelli dei bacini di accumulazione sono al di sopra della media; ciò è dovuto agli alti livelli dei fiumi causati dalle precipitazioni e alle temperature particolarmente elevate. I flussi di carico non programmati, che gravano sempre più sulla rete svizzera, rimangono un problema. Lo strumento del «ridispacciamento trilaterale» (trilateral redispatch), recentemente creato, dovrebbe consentire di disinnescare questo problema per il nostro Paese nei momenti critici. Tale strumento viene attivato su richiesta della Svizzera e prevede l'adozione da parte di Germania e Francia di misure coordinate atte a superare le criticità.

Nell'inverno 2019/2020 l'approvvigionamento è caratterizzato dalla prima messa fuori servizio definitiva di una centrale nucleare in Svizzera. Dopo 47 anni la centrale di Mühleberg viene spenta, per motivi prevalentemente economici. La produzione di circa il cinque per cento del fabbisogno totale di energia elettrica della Svizzera va così perduta. Da un punto di vista del regolatore, questo è spiacevole. L'energia mancante dovrà essere compensata con un aumento delle importazioni. A breve termine, è positivo il fatto che, secondo i programmi, le restanti quattro centrali nucleari in Svizzera dovrebbero restare disponibili per tutto l'inverno.

La situazione dell'approvvigionamento diventerà più critica quando tutte le centrali nucleari svizzere saranno state messe definitivamente fuori servizio. Considerando una durata di vita di 50 anni, ciò si verificherà fra 10 - 15 anni. In quel momento, nel semestre invernale, la Svizzera dipenderà dalle importazioni di energia elettrica per circa 17 terawattora, cioè per la metà del suo consumo complessivo in tale semestre. Per le reti svizzere questo è un compito difficilmente realizzabile.

Ricordiamo l'inverno del 2016/2017, quando solo 10,3 terawattora hanno portato la rete svizzera ai limiti della sua capacità. Alla luce delle esperienze fatte finora, prevedere come caso normale un volume di importazione significativamente maggiore significa esercitare la rete rimanendo in permanenza in condizioni limite; per un'infrastruttura critica che funziona in tempo reale ciò non è accettabile. Neanche l'ambiente ci guadagna se, al posto di energia a zero emissioni di CO<sub>2</sub>, viene importata dai Paesi vicini una grande quantità di elettricità prodotta mediante centrali a carbone.

Parimenti, non giova alla sicurezza di approvvigionamento in Svizzera il fatto che molte imprese, per ragioni finanziarie, investano ormai solo in impianti di produzione all'estero. L'elettricità prodotta all'estero non è elettricità svizzera ed è soggetta alle restrizioni normative e alle regole in materia di esportabilità vigenti all'estero. Per aumentare gli investimenti in nuovi impianti di produzione in Svizzera è necessario creare condizioni quadro più interessanti, ad esempio snellire le procedure e compensare le emissioni di CO<sub>2</sub> a condizioni comparabili a livello internazionale.

Allo stesso tempo, occorre promuovere ulteriormente il potenziamento delle energie rinnovabili. Al ritmo attuale di crescita, ci vorranno più di 100 anni per arrivare a compensare, nel semestre invernale, l'energia delle centrali nucleari non più in funzione. A ciò si aggiunge il fatto che il potenziamento della produzione fotovoltaica sovraccarica la rete durante l'estate. Occorre quindi incrementare la produzione invernale in Svizzera. A questo riguardo, bisogna tenere conto del fattore tempo: la pianificazione, la costruzione e la messa in servizio degli impianti di produzione di energia elettrica richiedono anni. In questo contesto, come già delineato nel messaggio del Consiglio federale sulla Strategia energetica 2050, occorre porre mano, come soluzione provvisoria realizzabile a breve termine, alla costruzione e all'esercizio di centrali a gas e a vapore a ciclo combinato, le cui emissioni di CO<sub>2</sub> per chilowattora di elettricità prodotta sono solo la metà circa di quelle delle centrali a carbone.

Il presente rapporto di attività è l'ultimo per il quale il sottoscritto è chiamato a scrivere la pre-

fazione. Mi sia pertanto consentita una retrospettiva personale sugli inizi della ElCom. Lo sviluppo e l'istituzione di una nuova autorità sono sempre occasioni interessanti per tutte le persone coinvolte. In un tempo relativamente breve è necessario creare strutture organizzative, prendere decisioni in merito al personale, definire procedure amministrative e garantire le risorse finanziarie necessarie. L'istituzione di un'autorità di regolazione rappresenta tuttavia una sfida particolare poiché tale autorità, pur essendo nominata dal Consiglio federale, è indipendente dalle autorità amministrative e non è soggetta alle istruzioni del Consiglio federale stesso. Le autorità di regolamentazione indipendenti sono un'anomalia nel sistema del diritto pubblico svizzero, un'importazione di tradizioni giuridiche straniere, che può essere compresa solo nel contesto degli sviluppi internazionali. La creazione della ElCom nel 2007 è dovuta agli sforzi della Confederazione per la conclusione di un accordo sull'energia elettrica con l'UE, che avevano reso necessaria la creazione di alcune istituzioni analoghe a quelle esistenti nell'UE, tra cui un'autorità di regolazione indipendente dal governo nazionale. Così, all'inizio della sua attività, la ElCom, dal punto di vista del diritto, si è trovata su un terreno poco conosciuto di cui si dovevano ancora definire i limiti e la stabilità. Nei suoi rapporti con l'estero, la ElCom non dispone di un mandato per espletare un'azione politica, ma deve rispettare il primato della politica e garantire che anche i gestori delle reti di trasporto, quali ulteriori attori nei rapporti con l'estero, si attengano a questa regola e non utilizzino mezzi tecnici per creare situazioni di fatto in materia di politica d'integrazione, perché quest'ultima è riservata alle autorità federali o al sovrano.

La ElCom non può fornire indirizzi neanche a livello di politica interna. Non può perseguire né una politica strutturale per l'industria elettrica né una politica energetica; deve adempiere il mandato attribuitole dalla legge, ossia garantire l'accesso alla rete agli aventi diritto e, soprattutto, vegliare sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Nell'ambito della vigilanza sulle tariffe, deve far rispettare il requisito legale della regolazione «cost plus» nei settori del monopolio e del servizio universale; si tratta di un'attività dispendiosa in termini di energie e di tempo, considerato il numero di

gestori di rete, circa 650, alcuni dei quali, sostenuto da stuoli di avvocati, sono particolarmente inclini ad adire le vie legali. Ciò è tanto più vero in quanto, contrariamente a quanto previsto dalla legge, i tribunali non si pronunciano quasi mai nel merito, ma si limitano a cassare le decisioni della ElCom - a meno che non le avallino - e a rinviarle alla Commissione per una nuova decisione.

La giuridificazione delle attività amministrative è una delle maggiori sfide (non solo) per la ElCom, in quanto può essere utilizzata in modo improprio per bloccare l'amministrazione, soprattutto perché il suo effettivo del personale è dimensionato per far fronte alle attività correnti. Né il legislatore né i tribunali dovrebbero tollerare o contribuire a far sì che l'attività amministrativa ordinaria venga paralizzata a causa di azioni legali. L'altra sfida nel settore elettrico è senza dubbio quella di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento cercando la giusta via di mezzo tra la Scilla dell'abbandono del nucleare e il Cariddi della neutralità rispetto alle emissioni di CO<sub>2</sub>. Il compito della ElCom continuerà a essere quello di sensibilizzare le autorità politiche sulle conseguenze delle loro decisioni per la sicurezza dell'approvvigionamento e di ricordare loro di tanto in tanto - mi si permetta di menzionare ancora in questa sede le centrali a gas a ciclo combinato - che spesso, e non solo nella navigazione a vela, solamente l'andatura di bolina, cioè controvento, porta alla meta. In questa sede non intendo pronunciarmi sulla questione dell'utilità di un accordo con l'UE sull'energia elettrica per affrontare le sfide che ci attendono.

Non mi resta che ringraziare tutti gli attuali ed ex colleghi della Commissione, il direttore e le collaboratrici e i collaboratori della Segreteria tecnica per il loro lavoro, che hanno svolto e continuano a svolgere con elevata competenza tecnica, forte sensibilità verso i nuovi sviluppi e indiscussa indipendenza nell'applicazione della legislazione svizzera sull'approvvigionamento elettrico, guidati esclusivamente dall'intento di fare della ElCom un fedele servitore dello Stato e un'equa autorità di regolazione per chi è chiamato a rispettare la legge.





## 2 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



*I centri di controllo della rete di Swissgrid di Aarau e Prilly costituiscono il cuore della rete di trasporto svizzera.*

**Dieci anni di sorveglianza del mercato dell'energia elettrica da parte della ElCom: un motivo sufficiente per trarre un bilancio. Il direttore Renato Tami ripercorre le origini della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEL), lo sviluppo della ElCom e le future sfide del mercato dell'energia elettrica.**

### ***A dodici anni dall'introduzione della legge sull'approvvigionamento elettrico: quali sono i maggiori cambiamenti in relazione alla giurisprudenza?***

Con l'entrata in vigore della LAEL, i prezzi dell'elettricità sono aumentati del 10-20 per cento. Questo aumento ha innescato un'ondata di cause giudiziarie, in cui si sono dovute chiarire soprattutto questioni relative al calcolo e al livello dei prezzi dell'elettricità. Nella fase iniziale c'erano ancora molte questioni aperte in merito all'interpretazione delle disposizioni di legge. Questi punti controversi sono stati oggetto di procedimenti giudiziari spesso molto lunghi. Non bisogna dimenticare che nel mercato dell'energia elettrica sono in gioco di molti soldi. È quindi comprensibile che l'industria elettrica abbia voluto che a tali questioni giuridiche rispondessero le massime autorità giudiziarie. Nel frattempo, quasi tutte le questioni legali sono state chiarite e tutte le parti sanno come applicare la legge. E anche quando la ElCom contesta il modo di agire di un gestore di rete, nella maggior parte dei casi può basarsi

su sentenze giuridicamente vincolanti. Il numero dei procedimenti è fortemente diminuito.

### ***Come si è sviluppata la prassi di regolazione della ElCom in questo periodo?***

All'inizio, la ElCom - per forza di cose - ha svolto soprattutto la funzione di responsabile della vigilanza sulle tariffe e della regolazione dei prezzi dell'elettricità. Con il passare del tempo, la sicurezza dell'approvvigionamento è diventata sempre più importante: con la decisione di abbandonare l'energia nucleare e di riorganizzare il sistema energetico potenziando le energie rinnovabili, la questione della sicurezza dell'approvvigionamento è diventata un punto centrale. Ai fini di questo sviluppo sono stati importanti anche i semestri invernali 2015/2016 e 2016/2017, nei quali si sono verificate congestioni nella rete e criticità a livello di approvvigionamento.

Anche in relazione alla vigilanza sulle tariffe sono successe molte cose. Mentre in passato venivano effettuati molti esami individuali, oggi puntiamo sempre più sulla regolazione Sunshine, che si

basa su un sistema di benchmarking. Sulla base di una serie di indicatori, vengono forniti incentivi per una maggiore efficienza - senza costrizioni derivanti da sentenze giudiziarie. L'obiettivo è quello di ottimizzare i costi e i benefici, sia per le imprese di approvvigionamento energetico che per noi quale autorità di regolazione.

***Nel settore dell'energia elettrica, molti altri Paesi adottano una regolazione per incentivi; in Svizzera, si è finora puntato sulla regolazione «cost plus». In qualità di direttore della ElCom, come valuta questi modelli?***

A mio parere, il sistema cost plus si è dimostrato valido in passato. Certo, non porta necessariamente alle tariffe elettriche più efficienti; a questo riguardo un modello di regolazione per incentivi può dare risultati migliori. Tuttavia, anche nella regolamentazione «cost plus» vi è un grande potenziale di efficienza, se viene opportunamente sfruttato; a questo riguardo, la parola chiave è WACC. In generale, l'utilità di un modello piuttosto che di un altro dipende dalle circostanze. In Svizzera stiamo attualmente ristrutturando il sistema energetico in direzione delle energie rinnovabili, passando da un approvvigionamento centralizzato a uno decentralizzato. Ciò rappresenta una grande sfida per le nostre reti, che devono essere ampliate, potenziate e dotate di sistemi di controllo intelligenti. Pertanto, il modello di regolazione deve garantire anche gli investimenti nella rete, e questo è più probabile che avvenga con un approccio «cost plus».

***Quali sono le maggiori sfide della ElCom per il futuro?***

Ritengo che la sfida più grande per i prossimi anni sarà quella di garantire un approvvigionamento elettrico sicuro, soprattutto nei mesi invernali. Con la messa fuori servizio delle centrali nucleari, nei prossimi anni non sarà più disponibile una parte considerevole della produzione nazionale, che dovrà essere sostituita dalle energie rinnovabili. Ciò rappresenta una sfida enorme perché con l'eliminazione dell'energia nucleare viene a

manicare l'energia di banda, particolarmente importante per la sicurezza dell'approvvigionamento. Dobbiamo vigilare affinché la strategia energetica non si trasformi subdolamente in una strategia di importazione a causa di un potenziamento insufficiente delle energie rinnovabili. Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, è importante che una quota sostanziale dell'attuale produzione di energia elettrica nel semestre invernale rimanga all'interno della Svizzera.



**Renato Tami**  
Direttore della  
ElCom

« È di fondamentale importanza che la regolazione delle reti continui ad essere concepita in modo tale da garantire il loro finanziamento. »

In generale, la complessità dell'approvvigionamento elettrico è aumentata. Con la produzione decentralizzata di energia elettrica e i sistemi di controllo intelligenti, si stanno sviluppando nuovi modelli che mirano a gravare solo sui livelli di rete più bassi. Per questo motivo vengono richieste tariffe di rete più basse o addirittura un'esenzione totale. L'esercizio delle reti elettriche svizzere costa circa 5,3 miliardi di franchi all'anno. Questo importo costituisce un blocco fisso di costi. A tale riguardo è importante che tali costi non vengano traslati in modo unilaterale, e che l'esercizio e la manutenzione delle reti rimangano garantiti. A lungo termine, è necessario un nuovo modello tariffario che crei i giusti incentivi per la costruzione di reti intelligenti e la definizione di modelli di fornitura efficienti, ma che garantisca anche che i gestori di rete continuino a ricevere denaro a sufficienza per esercitare le reti in modo sicuro ed efficiente.

## 2.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Tra il 2014 e il 2019 il numero di gestori di rete in Svizzera è sceso di quasi il sette per cento, attestandosi a 632 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 2018 il numero dei Comuni è sceso da 2408 a 2205, ossia del nove per cento. Nello stesso 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 tipico gestore della rete di distribuzione rimangono ridotte (Figura 1), considerato che il valore mediano dei consumatori finali riforniti da un gestore è pari a poco più di 1500 unità. Solo 81 gestori di rete servono più di 10'000 consumatori finali, e 13 di essi più di 100'000. Complessivamente, i gestori di rete svizzeri forniscono elettricità a oltre 5,1 milioni di clienti.

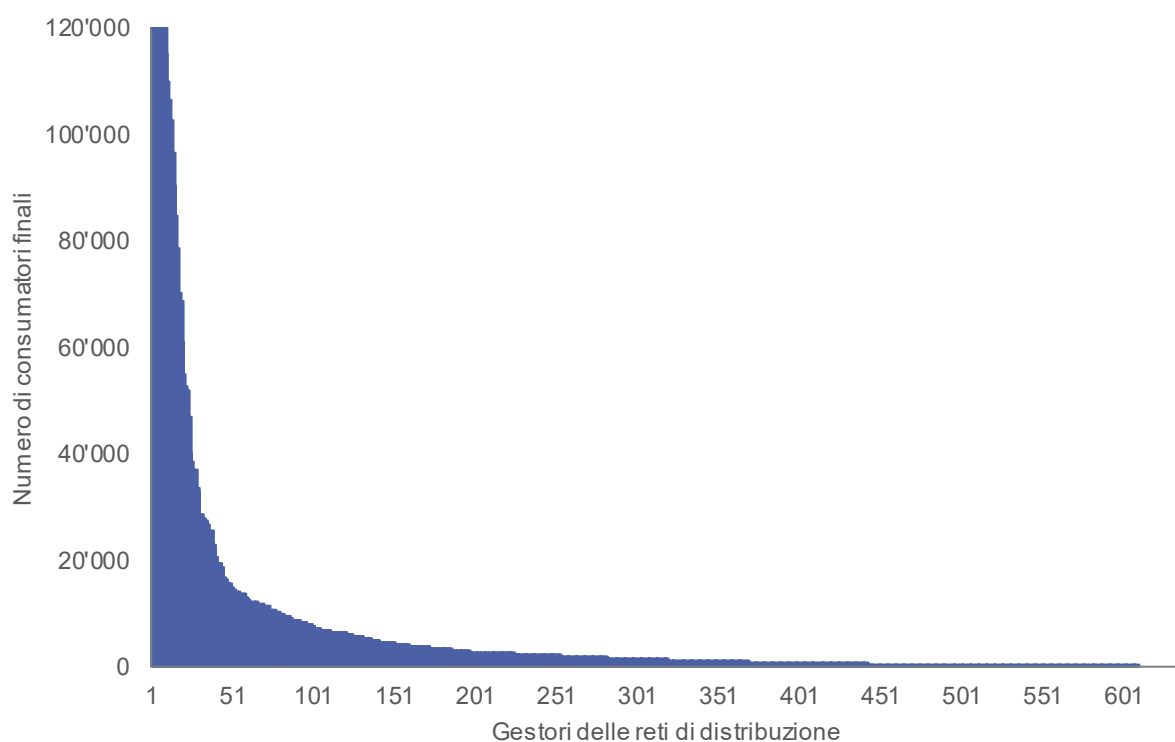


Figura 1: Numero di clienti finali per gestore di rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120'000 consumatori finali, il che riguarda otto gestori di rete.



## 2.2 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 tuttavia non può 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 81 gestori di rete, che riforniscono complessivamente circa il 75 per cento dei consumatori finali svizzeri, ovvero 3,9 milioni. Dei 32'708 consumatori finali aventi diritto d'accesso al mercato (0,6 per cento dei consumatori finali), 22'605 – pari al 69 per cento – hanno esercitato tale facoltà. Con un consumo totale pari a 39,5 TWh, i consumatori finali presenti nei comprensori d'approvvigionamento di tali gestori di rete rappresentano circa il 75 per cento del consumo finale in Svizzera<sup>1</sup>. Poco più della metà di questi 39,5 TWh – ossia 21,8 TWh – è destinata a consumatori fi-

nali aventi diritto al libero accesso al mercato. Coloro che hanno optato per il libero mercato consumano 17,6 TWh, ovvero l'81 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 2). 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.

<sup>1</sup> Il consumo finale medio degli anni dal 2009 al 2019, al netto dei trasporti pubblici e dell'illuminazione, è stato pari a 53,7 TWh (fonte: Ufficio federale dell'energia).

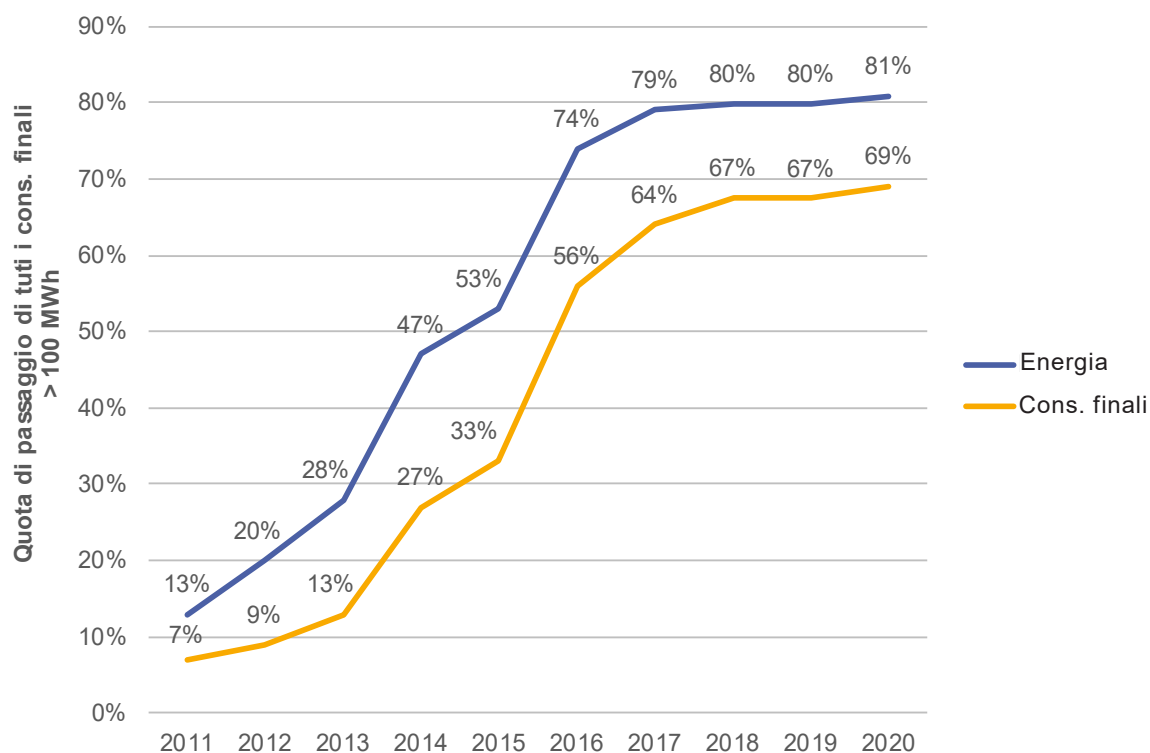


Figura 2: Passaggio al mercato libero

La seguente Figura 3 mostra la ripartizione della quantità di energia venduta in funzione delle dimensioni dei gestori. Il 42 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 prospettiva 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.

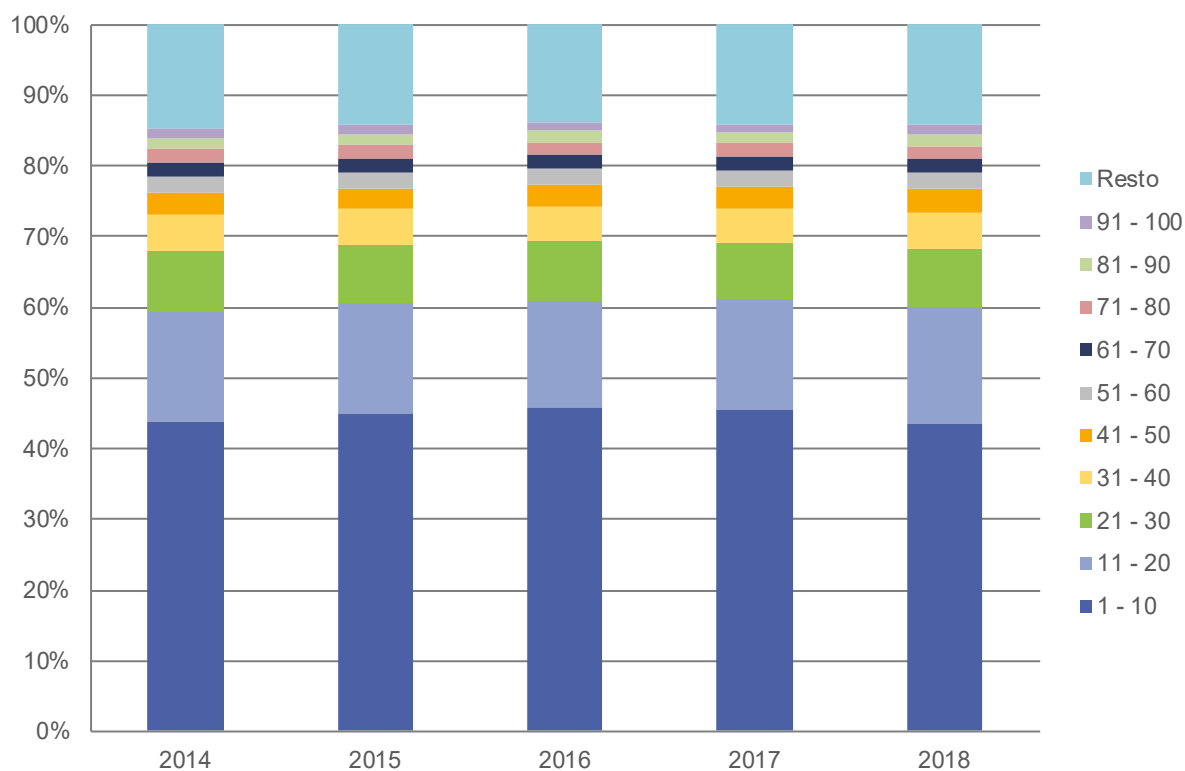


Figura 3: Percentuale di forniture energetiche nella rete di distribuzione, in base alle dimensioni delle aziende

## 2.3 Tariffe della rete di trasporto

Come evidenzia il confronto nella Tabella 1, le tariffe della rete di trasporto rimangono soggette a notevoli oscillazioni. Rispetto al 2019, per il 2020 la tariffa per le prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) è nuovamente calata (33 per cento), una conseguenza, oltre che dei minori costi per la messa in riserva di potenza di regolazione, anche dell'abbattimento delle differenze di copertura esistenti. Grazie alla minore riduzione dei deficit di copertura, 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 nuovamente essere leggermente ridotte rispetto all'anno precedente. Per contro, la tariffa per le perdite attive è stata aumentata da 0,14 a 0,25 ct./kWh (cfr. a riguardo anche il cap. 4.6 Prestazioni di servizio relative al sistema).

	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Utilizzazione della rete</b>					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0.25	0.25	0.23	0.19	0.18
Tariffa di potenza [CHF/MW]	41'000	41'000	38'200	31'100	28'800
Tariffa base fissa per punto di prelievo	387'700	387'700	365'300	288'000	269'400
<b>Tariffa PSRS generale</b> [ct./kWh]	0.45	0.40	0.32	0.24	0.16
<b>Tariffa delle PSRS individuali</b>					
Perdite attive [ct./kWh]	0.11	0.08	0.08	0.14	0.25

Tabella 1: 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 componenti «tariffa di lavoro», «tariffa di potenza» e «tariffa di base» in ct./kWh. Sommando tra loro le singole componenti tariffarie della rete di trasporto in centesimi per chilowattora si ottiene, per le tariffe del 2019, il valore di 0,95 ct./kWh e, per quelle del 2020, il valore di 0,91 ct./kWh. Nel complesso, un nucleo familiare tipo con un consumo annuo

di 4'500 kWh (categoria H4: appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice ma senza boiler elettrico) paga in media, per il trasporto e la distribuzione di energia, 9,1 ct./kWh a titolo di corrispettivo per l'utilizzazione della rete (cfr. paragrafo seguente, Figura 4). Ne consegue che, per questo nucleo familiare, la quota relativa alla rete di trasporto rappresenta circa il dieci per cento dei costi di rete quantificati nelle tariffe 2020.

## 2.4 Tariffe della rete di distribuzione

### Struttura tariffaria in generale

Il 1° giugno 2019, nel quadro della «Strategia Reti elettriche», sono entrate in vigore, fra l'altro, alcune modifiche della legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico. In questo contesto la ElCom ha risposto a diverse domande, alcune delle quali sono state integrate nella comunicazione «FAQ: domande e risposte sulla Strategia energetica 2050». Per quanto riguarda le tariffe, il cambiamento principale riguarda il criterio per la classificazione nel gruppo di clienti di base nel caso del-

le tariffe per l'utilizzazione della rete. A tale proposito, la ElCom ha deciso che il nuovo criterio deve essere applicato a partire dal 2020. La ElCom si è inoltre dovuta confrontare con numerosi modelli di stoccaggio virtuale, che prevedono la possibilità per i prosumer di riacquistare dal gestore della rete di distribuzione, a tariffe speciali, l'energia elettrica immessa in rete. La ElCom ha deciso che tali tariffe speciali (per l'utilizzazione della rete o per l'energia) non sono ammesse dal diritto vigente e ha integrato di conseguenza la sua comunicazione «Domande e risposte su nuovi

tipi di tariffe e tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete e alla fornitura di energia».

Nel 2020 il valore mediano del prezzo dell'elettricità per una economia domestica con il profilo di consumo H4 è pari a 21 ct./kWh (Figura 4), che proiettato su un anno equivalente, a fronte di un consumo di 4 500 kWh, a una bolletta elettrica di 945 franchi. Il prezzo dell'elettricità si compone di quattro elementi: il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il prezzo dell'energia, i tributi agli enti pubblici e le tasse 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. Mediamente, nel 2020 il prezzo dell'elettri-

cità è quindi leggermente aumentato rispetto all'anno precedente. Tuttavia, le variazioni sono diverse per le singole componenti tariffarie: mentre le tariffe di rete sono aumentate di 0,1 ct./kWh, quelle dell'energia hanno subito un incremento di 0,5 ct./kWh. Le tasse per l'incentivazione delle energie rinnovabili e i tributi agli enti pubblici 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.

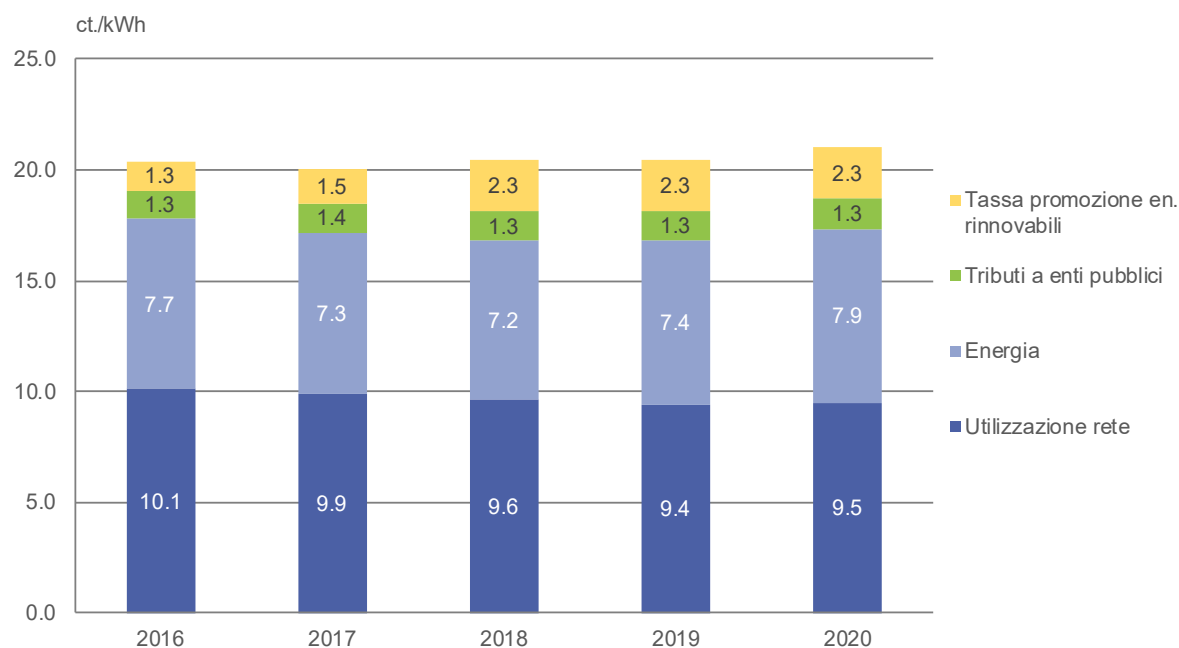


Figura 4: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricità per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

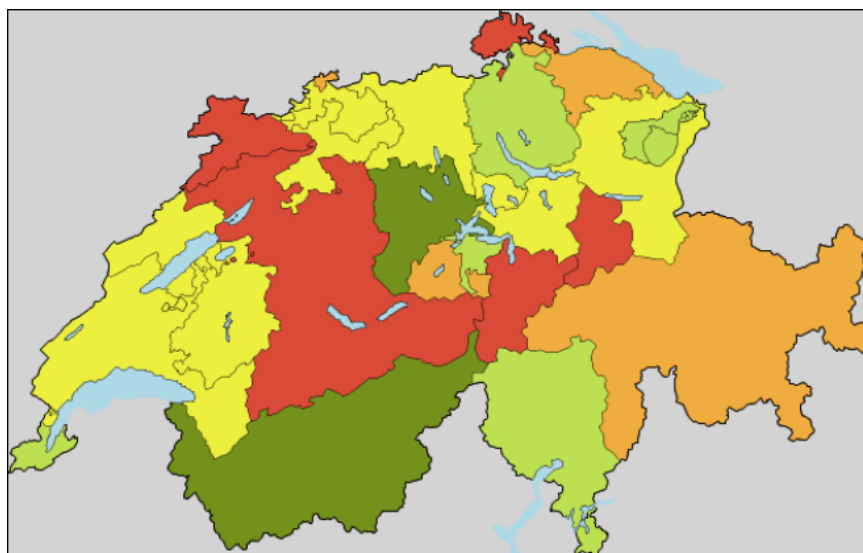


Le tariffe nella Figura 4 si riferiscono ai valori mediani nazionali. A livello cantonale e comunale, tuttavia, le differenze tariffarie possono essere consistenti. Sul sito internet della ElCom ([www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)), al link «Portale tariffe elettriche della ElCom», sono disponibili informazioni dettagliate sulle tariffe di ciascun singolo comune nonché una cartina interattiva. Le seguenti Figure da 5 a 8 mostrano le tariffe mediane cantonali per il 2020. Dal rapporto di attività 2018, il sistema di rappresentazione è stato modificato e non viene più effettuato un confronto tra i diversi anni. 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. Da un lato, per esempio, nel 2020 il Cantone di Basilea Città ha tariffe di rete relativamente elevate (arancione). Dall'altro lato, sempre a titolo esemplificativo, il Cantone di Ginevra ha tariffe di rete relativamente basse (verde chiaro).

Le cartine che seguono illustrano la situazione nel 2020. Soltanto le due componenti tariffarie «rete» e «energia» sono influenzabili direttamente dai gestori di rete e sono soggette al controllo della ElCom. Per il 2020 il valore mediano deli corrispettivi per l'utilizzazione della rete è di 9,4 ct./kWh e il valore mediano delle tariffe dell'energia è di 7,9 ct./kWh.

### Utilizzazione della rete

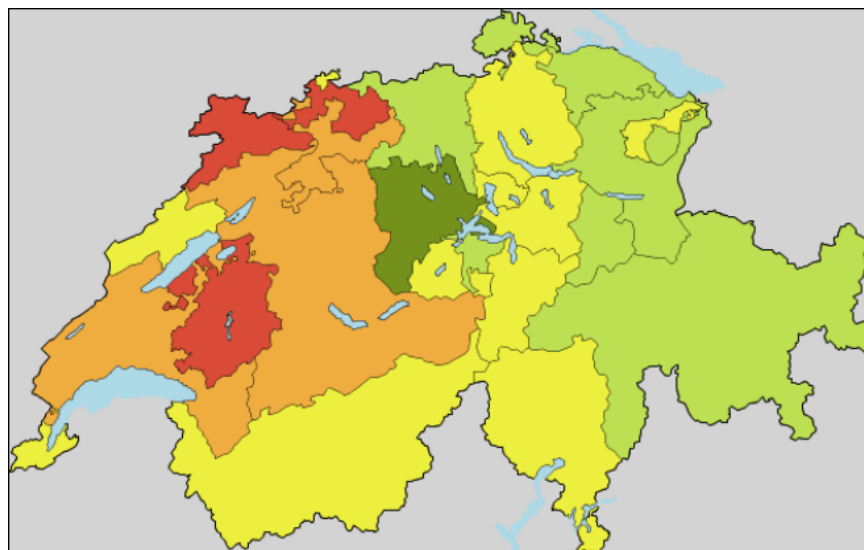


Confronto delle tariffe in ct./kWh: categoria H4, Utilizzazione della rete per l'anno 2020

■ < 7.95   ■ 7.95 - 8.89   ■ 8.89 - 9.82   ■ 9.82 - 10.76   ■ > 10.76

Figura 5: Tariffe medie cantonali (valore mediano) 2020 per l'utilizzazione della rete, relative al profilo di consumo H4

## Energia



Confronto delle tariffe in ct./kWh: categoria H4, Energia per l'anno 2020

■ < 6.75    ■ 6.75 - 7.54    ■ 7.54 - 8.34    ■ 8.34 - 9.13    ■ > 9.13

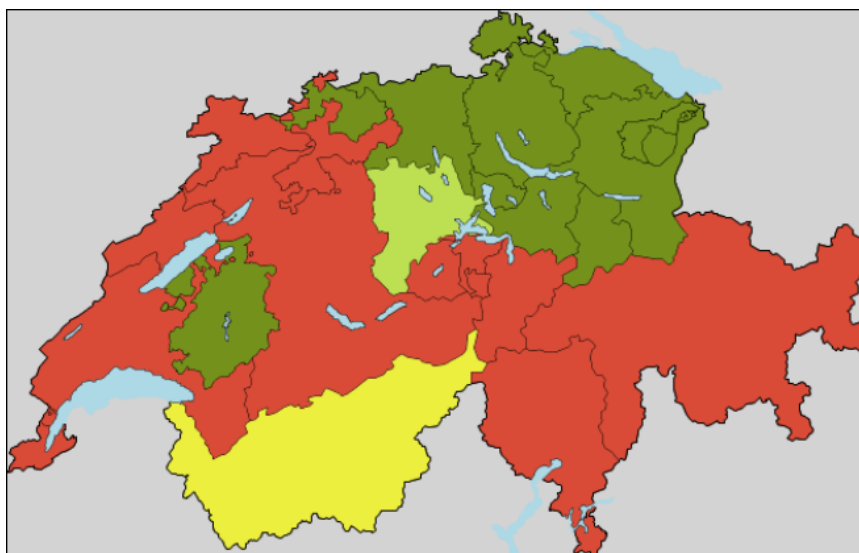
Figura 6: Tariffe medie cantonali (valore mediano) 2020 per l'energia, relative al profilo di consumo H4

## Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Nella Figura 7 sono rappresentati i valori medi dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici. Non sono considerate le tasse federali per la promozione delle energie rinnovabili<sup>2</sup>, identiche su tutto il territorio nazionale. I tributi e le prestazioni agli enti pubblici non sono controllati dalla ElCom, perché vengono stabi-

liti dagli enti locali. Nel 2020 il valore mediano dei tributi e delle prestazioni era pari a 0,8 ct./kWh. Si osserva che spesso le tariffe sono o elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi intermedi (colore giallo).

<sup>2</sup> Essendo il supplemento rete identico a livello nazionale, non è prevista una sua rappresentazione separata. Esso è tuttavia incluso nel totale di cui alla Figura 8.

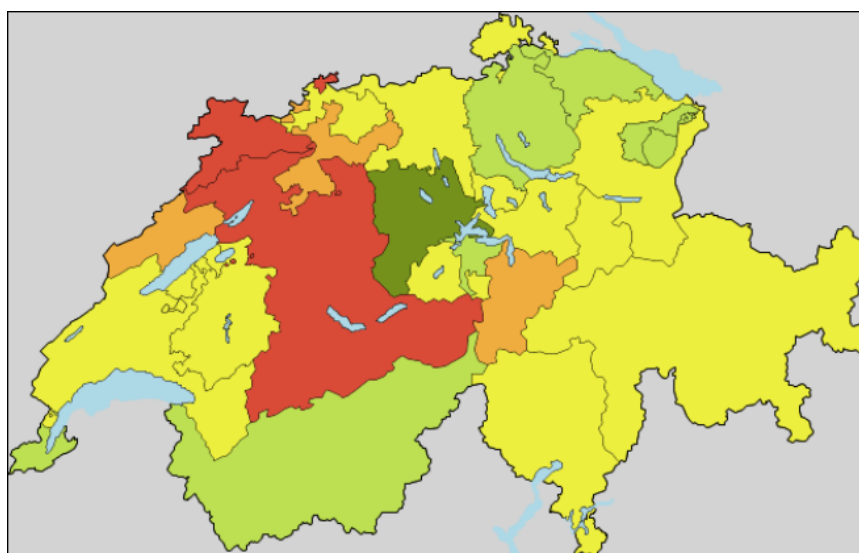


Confronto delle tariffe in ct./kWh: categoria H4, Tributi per l'anno 2020

■ < 0.72    ■ 0.72 - 0.80    ■ 0.80 - 0.89    ■ 0.89 - 0.97    ■ > 0.97

Figura 7: Valore mediano a livello cantonale della componente tariffaria relativa ai tributi e alle prestazioni agli enti pubblici per il profilo di consumo H4 per il 2020

### Tariffa elettrica complessiva



Confronto delle tariffe in ct./kWh: categoria H4, Prezzo complessivo per l'anno 2020

■ < 17.60    ■ 17.60 - 19.67    ■ 19.67 - 21.75    ■ 21.75 - 23.82    ■ > 23.82

Figura 8: Tariffe elettriche complessive medie cantonali (valore mediano) 2020, relative al profilo di consumo H4

Il valore complessivo della componente tariffaria comprende anche il supplemento rete destinato alla promozione delle energie rinnovabili. Negli anni 2016-2020 esso è gradualmente

quasi raddoppiato, passando da 1,3 ct./kWh a 2,3 ct./kWh. Nel 2020 la quota della tariffa elettrica costituita dal supplemento rete e dai tributi agli enti pubblici è pari al 15 per cento.

## 2.5 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 9'000 osservazioni ai gestori di rete. I 626 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.
- Nel 2019 il Controllo federale delle finanze (CDF) ha verificato il lavoro della ElCom in materia di prezzi e tariffe, giungendo alla conclusione che la vigilanza sulle tariffe delle aziende elettriche da parte della ElCom è stata esercitata in modo regolare e conforme al diritto. La pubblicazione del rapporto del CDF è prevista per febbraio 2020.
- 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. Un tema importante nel 2019 è stato il continuo accumulo di deficit di copertura, che nel 2019 ammontavano complessivamente a 1'528'691'847 franchi (rete ed energia). Questi deficit - come tutte le differenze di copertura - devono essere eliminati di norma nell'arco di tre anni, conformemente all'istruzione 2/2019.
- Dopo circa dieci anni di attività, la ElCom ha deciso di procedere alla riorganizzazione del modello di regolazione. Questo progetto prevede la riorganizzazione delle modalità di gestione dei test e di altri feedback ai gestori di rete sulla base dell'analisi dei loro dati.

### 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. Nella rete di distribuzione, 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. Ciò non vale per i costi dei terreni, che devono essere provati con il metodo storico. In considerazione dell'obbligo di conservazione a tempo indeterminato, i documenti del registro fondiario sono sempre disponibili presso quest'ultimo. A partire dal 1999 gli impianti non possono più essere valutati con il metodo sintetico, ma il loro valore deve essere storicamente provato sulla base dei conti annuali e dei documenti di investimento. Anche nelle valutazioni storiche la ElCom si è imbattuta in costi che non potevano essere dimostrati. Inoltre, dall'entrata in vigore della legge sull'approvvigionamento elettrico il 1° aprile 2008, gli investimenti aggiuntivi non possono più essere computati né come costi d'esercizio né come immobilizzazioni, in quanto i cos-

ti sono già stati inclusi nelle tariffe (cfr. "Abschlussschreiben IWB" del 9 settembre, consultabile all'indirizzo: [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentazione > Decisioni > Tariffe).

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 in modo illegittimo i valori residui degli impianti e quindi anche gli interessi calcolatori applicati.

Anche nel 2019, le questioni relative alla corretta valutazione dell'infrastruttura di rete hanno continuato ad essere un tema fondamentale degli accertamenti svolti dalla ElCom. A questo riguardo, è stato in particolare necessario valutare un caso determinato da una fusione di Comuni: l'esame della ElCom ha portato ad un adeguamento dei valori degli impianti del nuovo Comune determinato dalla fusione, che non era stato effettuato in precedenza. Nel caso in questione, la ElCom ha proceduto in alcuni casi a massicce rettifiche dei valori unitari utilizzati, attraverso un confronto con progetti e tipologie costruttive del periodo in esame (precedente al 1988).



Inoltre è stato necessario che anche le prestazioni proprie computabili venissero ridotte a parametri di calcolo conformi alla LAEL (Art. 15 cpv. 1 LAEL). Questo ha portato a riduzioni fino al 48 per cento rispetto alle tariffe orarie originariamente applicate, perché le fatturazioni interne devono essere effettuate senza margine di profitto e senza applicare le tariffe orarie indicate dall'USIE (Unione Svizzera degli installatori elettricisti), dalla KBOB (Conferenza di coordinamento degli organi della costru-

zione e degli immobili dei committenti pubblici) o altre tariffe orarie per lavori a regia.

Inoltre, per quanto riguarda il diritto di esaminare gli atti, la ElCom ha deciso che le informazioni relative alla contabilità analitica, nonché al calcolo e al trasferimento dei costi di rete, non sono segreti commerciali, poiché la rete di distribuzione è un monopolio naturale. Sono esclusi i dati di terzi.

#### **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 OAEL, 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, già avallato dal Tribunale federale. Tale metodo 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, erano stati individuati diversi 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.

Concretamente, era stato originariamente chiesto a tredici gestori di rete di rivedere la propria contabilità analitica e di adeguarla ai requisiti fissati dal regolatore. Alla fine del

2018, cinque di essi avevano soddisfatto tale richiesta; nell'anno in esame, altri due gestori di rete hanno proceduto ad adeguare la propria contabilità analitica.

Per quanto riguarda gli altri sei casi, uno è sospeso fino alla conclusione di una procedura precedente ancora in corso. Quattro gestori di rete contestano sostanzialmente la legittimità dell'avvio di una procedura per tutto il periodo in esame (2013-2018) o per una sua parte; contro le decisioni incidentali della ElCom sono stati presentati ricorsi al Tribunale amministrativo federale (cfr. capitolo 2.6). In tutti i procedimenti in corso vengono contestati tutti o alcuni dei seguenti punti: definizione delle quantità e dei costi dell'energia da prendere in considerazione per i calcoli stabiliti dal metodo del prezzo medio, attuazione dell'istruzione ElCom 3/2018 sul WACC produzione, interesse sulle differenze di copertura per l'energia e delimitazione dei gestori di rete all'interno di un gruppo di imprese.

### **Regola dei 95 franchi:**

La ElCom si è soffermata nuovamente sulla cosiddetta regola dei 95 franchi e ha chiesto a diversi gestori di rete di operare alcuni adeguamenti. Questa regola era 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.

Nel 2018 la ElCom aveva inoltre analizzato nel dettaglio la situazione dei costi e degli

utili della distribuzione di energia, e sulla base di tale analisi aveva fissato nuovi valori soglia, pari a 75 e 120 franchi, applicabili dal 1° gennaio 2020 per la valutazione delle tariffe dell'energia per i consumatori finali del servizio universale. Questi valori più bassi sono stati presi in considerazione nella fissazione delle tariffe per il 2020. La loro adeguatezza sarà oggetto di un riesame nel corso del 2020. L'applicazione dettagliata della regola dei 75 franchi è contenuta nella nuova Istruzione 5/2018 della ElCom.

## 2.6 Prassi giudiziaria

Nella sentenza A-321/2017 del 20 febbraio 2019, il Tribunale amministrativo federale si è occupato della competenza della ElCom a esaminare i tributi e le prestazioni agli enti pubblici nonché i prodotti energetici con plusvalore ecologico. Esso ha constatato che, sebbene la normativa federale in materia di tributi e prestazioni agli enti pubblici voglia lasciare un certo grado di autonomia ai Cantoni e ai Comuni, la ElCom dispone di ampi poteri di vigilanza, pur garantendo tale autonomia. Secondo il Tribunale amministrativo federale, la competenza ispettiva della ElCom nel settore del servizio universale si estende anche ai cosiddetti prodotti energetici ecologici. Il Tribunale amministrativo federale ha così confermato la posizione della ElCom secondo cui i tributi agli enti pubblici illegalmente riscossi attraverso le tariffe energetiche e gli eccessivi margini di profitto sulle tariffe energetiche per i prodotti con valore aggiunto ecologico devono essere restituiti dall'azienda comunale ai clienti finali attraverso lo strumento delle differenze di copertura. Il Tribunale amministrativo federale ha inoltre chiarito che la classificazione dei costi generali in base al fatturato non è conforme alla legge e che i costi di demolizione e per la realizzazione di strutture provvisorie costituiscono costi d'esercizio e non possono essere iscritti all'attivo. Infine, il Tribunale amministrativo federale ha ritenuto applicabile anche nel caso specifico il metodo del prezzo medio per i costi dell'energia utilizzato dalla ElCom secondo una prassi costante.

Nella sentenza A-699/2017 del 26 agosto 2019 il Tribunale amministrativo federale si è occupato dei costi dell'energia di un'altra azienda comunale. In particolare, ha confermato l'applicabilità del metodo del prezzo medio, della regola dei 95 franchi e del meccanismo delle differenze di copertura. Il Tribunale amministrativo federale ha inoltre stabilito che le tariffe per l'energia nel servizio universale devono essere determinate in base ai costi.

Contro entrambe le decisioni è stato presentato ricorso al Tribunale federale. Nell'anno in esame le procedure di ricorso erano ancora pendenti.

Con la decisione incidentale 211-00300 del 7 febbraio 2019, la ElCom ha respinto la richiesta di interrompere la procedura d'esame per gli anni dal 2013 al 2015, sostenendo che l'invio di feedback automatizzato sulla contabilità analitica non equivale a una procedura d'esame delle tariffe e non è in contrasto con una simile procedura. Contro questa decisione è stato presentato ricorso, che il Tribunale amministrativo federale ha parzialmente accolto con la sentenza A-1360/2019 del 9 dicembre 2019. Il Tribunale amministrativo federale ha sostenuto che, nel caso specifico, per due dei tre anni in questione lo svolgimento di una procedura d'esame delle tariffe non è più ammissibile per motivi di protezione della buona fede. Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) e le parti interessate hanno presentato ricorso contro questa sentenza.

## 2.7 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine confronta la qualità, i costi e l'efficienza dei gestori di rete attraverso un processo trasparente e standardizzato, che consente di evidenziare le divergenze. Questa forma di regolazione integra le procedure di esame delle tariffe, che si rivelano in parte molto dispendiose in termini di risorse. 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 di quelli 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 negli anni precedenti, un compito importante è stata la definizione, nell'ambito

della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico, di una base giuridica che consentisse la pubblicazione dei risultati individuali dei gestori di rete. La preparazione della legislazione nel settore energetico è di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE). La ElCom si esprime sulle procedure nell'ambito delle consultazioni degli Uffici e delle procedure di consultazione.

Nella seconda metà 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 630 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 quinta tornata. I risultati individuali sono stati comunicati ai gestori, scaglionati per lingua, nel corso dell'autunno 2019. Come negli anni precedenti, tutti gli esiti dei raffronti sono stati trasmessi soltanto ai relativi gestori di rete. Nell'anno in esame gli indicatori calcolati sono rimasti invariati. Nel nuovo anno si esaminerà l'opportunità di includere nuovi indicatori nei calcoli.

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

## 2.8 Metrologia

In una comunicazione del 29 maggio 2019, la ElCom ha richiamato l'attenzione sui cambiamenti nel settore della metrologia entrati in vigore il 1° giugno 2019 nel quadro della Strategia Reti elettriche. Da tale data i gestori di rete non possono più fatturare separatamente i costi per la metrologia neanche ai clienti dotati di dispositivi di misurazione del profilo di carico installati prima del 2018, ma devono conteggiare tali costi nei costi di rete. I consumatori finali con libero accesso alla rete, quindi, pagano questi costi di misurazione attraverso la tariffa per l'utilizzazione della rete del loro gruppo di clienti. I produttori non si assumono più costi di misurazione.

Nel giugno 2019 la ElCom ha approvato la richiesta di un gestore di rete relativa all'accesso a un fondo privato per l'installazione di un contatore intelligente contro la volontà del titolare dell'allacciamento alla rete.

Nella seconda metà dell'anno la ElCom si è occupata delle disposizioni transitorie per l'introduzione dei contatori intelligenti, che i gestori di rete sono tenuti a portare a termine per l'80% dei punti di misurazione entro la fine del 2027. Se, prima del 2019, un gestore di rete ha avviato l'acquisto di un sistema di misurazione intelligente che non soddisfa ancora tutti i requisiti della LAEI, i dispositivi di misurazione di questo sistema possono comunque essere attribuiti alla quota dell'80% richiesta. Secondo le precisazioni fornite dalla ElCom nella Newsletter 9/2019, l'acquisto è considerato avviato se è stato concordato in modo dimostrabile e vincolante (ad es. tramite un contratto di acquisto). Al contrario, le offerte ricevute o le trattative di acquisto in corso non sono considerate acquisti avviati. Di regola, a partire dal 2019 i sistemi di misurazione intelligenti esistenti possono essere integrati solo con elementi che soddisfino pienamente i requisiti della LAEI.

## 2.9 Disgiunzione

In considerazione del moltiplicarsi delle attività dei gestori di rete in settori aperti alla concorrenza, le disposizioni di legge sulla separazione della gestione della rete dagli altri settori di attività (disgiunzione) assumono un'importanza crescente. Nell'anno in rassegna la ElCom ha pertanto prestato particolare attenzione alla disgiunzione contabile dell'esercizio della rete, al divieto delle sovvenzi-

oni trasversali e a impedire i vantaggi derivanti dall'uso di informazioni relative al settore di rete. Ha risposto a numerose richieste di chiarimenti e ha informato e sensibilizzato i gestori di rete nel corso di eventi ad hoc. L'UFE è invece l'organo responsabile del perseguimento delle violazioni con rilevanza penale delle prescrizioni sulla disgiunzione.



## 2.10 RIC, RCP, remunerazione unica e gare pubbliche

A decorrere 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 Pro-novo SA in questo settore. Conformemente al diritto transitorio, i casi già allora pendenti rimangono di competenza della ElCom. Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha emanato in tutto undici decisioni sui seguenti temi: remunerazione unica (RU), remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di elettricità (RIC) e gare pubbliche.

In due procedimenti la ElCom si è conformata alla giurisprudenza del Tribunale amministrativo federale (cfr. ad esempio le sentenze del Tribunale amministrativo federale A-84/2015 dell'8 dicembre 2015 e A-195/2016 del 5 giugno 2017) e ha stabilito che gli impianti fotovoltaici (impianti FV) in questione sono integrati solo dal punto di vista estetico, ma non da quello strutturale. La Commissione ha pertanto valutato questi impianti come annessi e ha approvato un indennizzo a tantum a titolo di protezione della buona fede per coprire i costi effettivi dell'integrazione dal punto di vista estetico, derivati dall'adeguamento degli impianti effettuato secondo i requisiti di una precedente direttiva dell'UFE non in linea con l'ordinanza sull'energia.

La ElCom ha emanato tre decisioni riguardanti una mancata concessione di una proroga dei termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto. In questi tre casi il ricorso è stato respinto perché la pianificazione del titolare del progetto non era sufficientemente professionale, in quanto non era stato preso in considerazione un certo numero di elementi fattuali che possono intervenire in qualunque pianificazione (ritiro di un partner ecc.). In una sentenza, il TAF ha stabilito che non esiste un diritto al trasferimento di una decisione positiva di versamento della RIC a un progetto in lista d'attesa e che il ritardo registrato nella notifica dell'avanzamento del progetto è imputabile a una mancanza di professionalità del ricorrente nella preparazione e nella pianificazione del progetto.

In un caso concernente il rimborso di un aiuto finanziario relativo a un programma di gare pubbliche soggetto alle regole della concorrenza e a seguito di una sentenza del TAF, la ElCom ha dovuto attribuire le spese processuali a una ricorrente che aveva ritirato il proprio ricorso dopo che l'UFE aveva dato seguito alle sue conclusioni sussidiarie e malgrado il fatto che la ElCom avesse chiuso la procedura perché priva di oggetto attraverso una semplice lettera di archiviazione.

In relazione alla RU, la ElCom ha emesso un'ordinanza relativa al pagamento una tantum e ha concesso il pagamento non al richiedente presso Swissgrid AG, ma al gestore dell'impianto FV al momento del pagamento, secondo la giurisprudenza del Tribunale amministrativo federale. La decisione è stata successivamente impugnata dinanzi al Tribunale amministrativo federale, che ha respinto il ricorso.

La ElCom ha inoltre riaperto un procedimento che le era stato rinviato dal Tribunale amministrativo federale per una nuova valutazione. La questione in discussione era se un impianto ampliato o rinnovato in misura considerevole soddisfacesse o meno il criterio d'investimento relativo alla precedente produzione di energia elettrica. La ElCom è giunta alla conclusione che per la valutazione della «produzione precedente» ai sensi dell'articolo 3a lettera a vOEn (stato: 1° gennaio 2009) è determinante la produzione dei due anni di esercizio completi precedenti il 1° gennaio 2006. La decisione è stata impugnata presso il Tribunale amministrativo federale e il procedimento è pendente.

Nella newsletter 9/2019, la ElCom ha fissato criteri per la definizione di cosiddetti «modelli di applicazione» nei quali il gestore di rete

offre, in alternativa al raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP), un modello di consumo proprio condiviso fra locatari. A questo riguardo, ha stabilito che i locatari interessati devono dare il loro consenso alla partecipazione a tale modello e che i corrispettivi per l'utilizzazione della rete devono essere pagati solo per l'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione, che deve essere indicata in modo trasparente sulla fattura.

In qualità di autorità di ricorso, la ElCom si è pronunciata su due ricorsi contro decisioni dell'UFE relative a gare pubbliche. In entrambi i casi, l'UFE aveva ordinato il rimborso dei contributi che, a suo parere, erano stati versati in modo illegittimo. In uno di questi casi, aveva anche respinto una richiesta di pagamento di ulteriori contributi. La ElCom ha respinto il ricorso contro la richiesta di rimborso, giudicando che non esisteva una base giuridica sufficientemente specifica né nel diritto dell'energia né in altre leggi federali - in particolare nella legge sulle sovvenzioni - e che quindi risultava violato il principio di legalità sancito dall'articolo 5 della Costituzione federale. Per quanto riguarda la richiesta di versamento di ulteriori contributi, la ElCom ha respinto il ricorso in quanto non sussistevano le condizioni per tale versamento.

## 3 Le reti



*La rete ad alta tensione della Svizzera è lunga poco più di 6'600 km. La foto mostra un montatore di linea aerea sopra il Walensee.*

### 3.1 Cifre e fatti delle reti elettriche svizzere

La rete elettrica svizzera si estende su una lunghezza totale di circa 204'882 chilometri, ossia cinque volte la circonferenza terrestre. Per il 71 per cento è costituita da 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 2 si riferisce ai gestori che hanno fornito informazioni sulle categorie 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 diminuiti le linee aeree e i trasformatori su palo, mentre sono aumentati i cavi e le stazioni di trasformazione. Tra il 2014 e il 2018 la rete elettrica è stata ampliata del tre per cento. Nel 2018 si registravano circa 5,3 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 (2018) e quasi 8,5 milioni di abitanti (2018). Tra il 2014 e il 2018 la crescita demografica è stata leggermente inferiore al quattro per cento.

Categoria di impianti	2014	2015	2016	2017	2018	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	116'477	119'621	119'277	120'509	122'616	km
Cavo interrato AT (LR3)	2'031	1'911	1'924	1'992	1'906	km
Cavo interrato MT (LR5)	33'544	33'870	34'044	34'675	35'307	km
Cavo interrato BT (LR7)	76'311	77'590	78'011	79'269	80'029	km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	52'569	53'931	54'240	55'011	57'091	km
Linea aerea e cavo AAT (LR1)	6'750	6'750	6'629	6'590	6'652	km di linea
Linea aerea AT (LR3)	7'158	6'904	6'738	6'791	6'777	km di linea
Linea aerea MT (LR5)	10'914	10'590	10'061	9'784	9'458	km di linea
Linea aerea BT (LR7)	9'719	10'653	11'621	8'150	7'663	km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	1'314	963	893	1'056	819	numero
Transformatore LR2	152	146	148	151	145	numero
Quadro di comando LR2 <sup>1</sup>	177	165	159	164	167	numero
Transformatore LR3 <sup>2</sup>	81	78	79	77	76	numero
Quadro di comando LR3 <sup>1</sup>	2'545	2'606	2'577	2'600	2'586	numero
Transformatore LR4	1'145	1'143	1'142	1'150	1'143	numero
Quadro di comando LR4 <sup>1</sup>	2'110	2'078	2'011	2'078	2'163	numero
Transformatore LR5 <sup>2</sup>	317	190	75	72	73	numero
Quadro di comando LR5 <sup>1</sup>	26'727	28'226	30'836	29'934	30'685	numero
Stazione di trasformazione LR6	52'425	53'405	53'024	53'144	53'730	numero
Stazione di trasformazione su palo LR6	5'685	5'748	5'402	5'457	5'265	numero
Cabina di distribuzione cavi BT (LR7)	171'712	174'897	174'377	174'917	177'430	numero
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5'393'370	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	numero
Numero di gestori di rete	659	649	643	636	630	

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 2: Impianti della rete elettrica svizzera

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera si aggira intorno ai 21,5 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 aumentato di circa 0,5 miliardi; al contempo, 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 per la promozione delle energie rinnovabili) sono aumentati di circa il tre per cento, raggiungendo i 3,5 miliardi di franchi.

Le figure seguenti illustrano la ripartizione della proprietà e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete in funzione delle dimensioni delle imprese per la rete di distribuzione. In entrambi i grafici, i 100 maggiori gestori di rete sono stati suddivisi in gruppi di dieci, mentre i res-

tanti costituiscono il gruppo «resto». Come si può vedere nell'immagine (Figura 9), le dieci imprese maggiori (colore blu scuro) possiedono il 42 per cento del valore di tutti gli impianti dichiarati. Ciò equivale circa all'importo raggiunto insieme dalle restanti 90 imprese successive per dimensione. Le circa 530 imprese più piccole («resto», colore azzurro) possiedono una quota di proprietà del 15 per cento, più o meno lo stesso di cinque anni fa.

Una distribuzione simile si riscontra anche per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (Figura 10). I dieci maggiori gestori di rete (colore blu scuro) hanno ricevuto il 44 per cento di tutti i proventi, circa lo stesso di cinque anni fa. La quota del gruppo «resto» dei piccoli gestori di rete (colore azzurro) ha registrato un leggero calo e si attesta al 14 per cento.

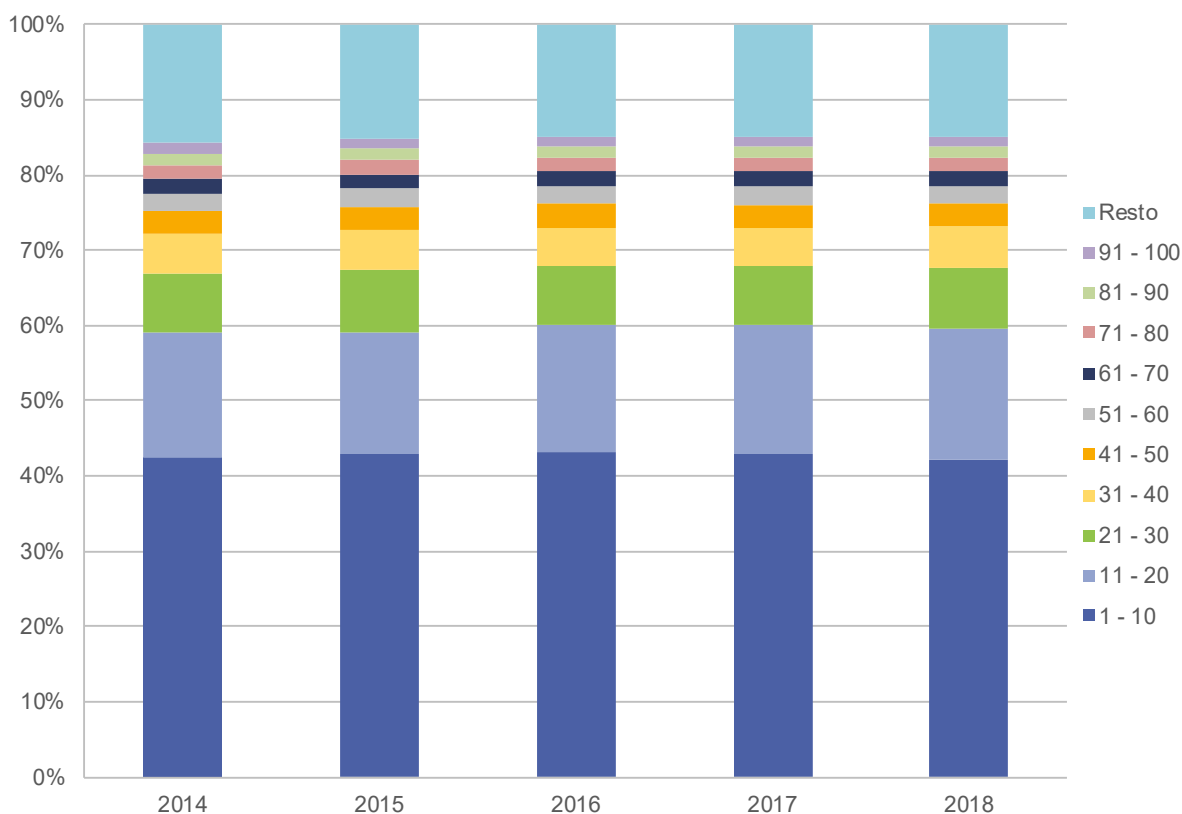


Figura 9: Percentuale di proprietà della rete di distribuzione in funzione delle dimensioni delle aziende



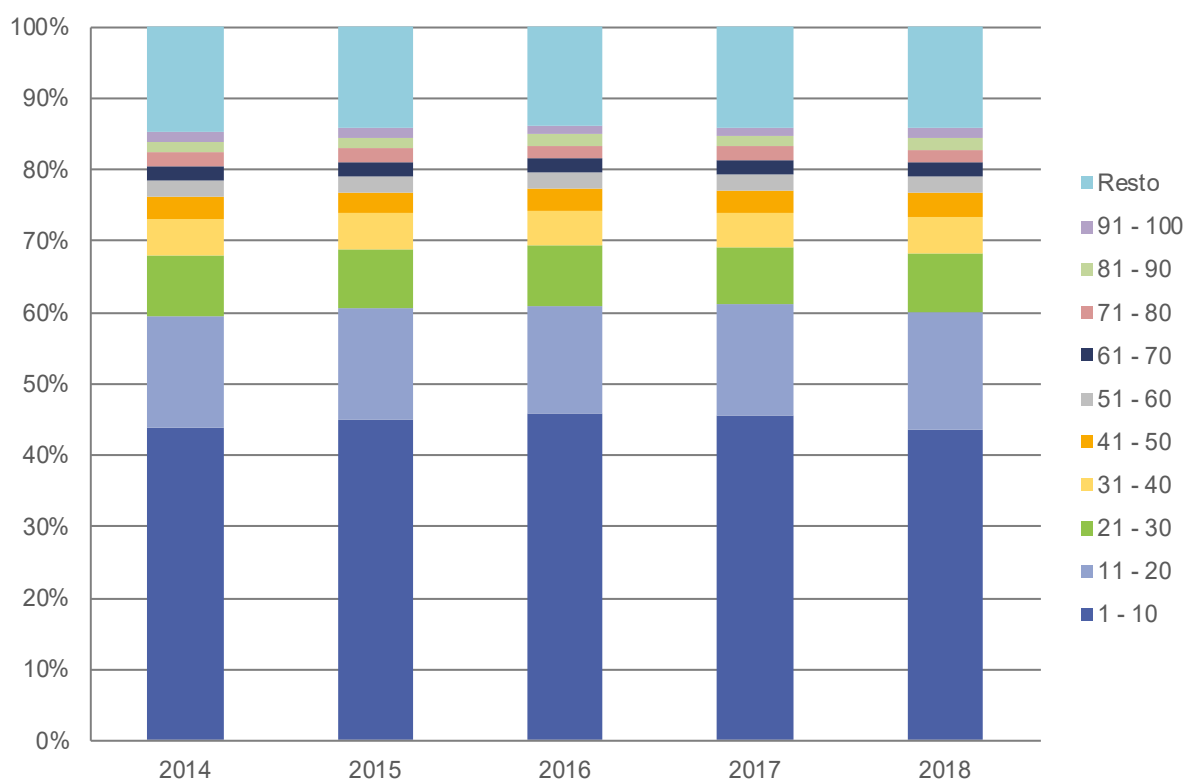


Figura 10: Percentuale dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di distribuzione in funzione delle dimensioni delle aziende

Per il 2018 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a poco più di 5,1 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 68 per cento, pari a 3,4 miliardi di franchi (Figura 11). Sommando questo importo alle imposte dirette e confrontandolo

con i corrispettivi per l'utilizzazione della rete sopraccitati, si osserva per il 2018 un deficit di copertura di circa 48 milioni di franchi. Negli ultimi cinque anni la quota dei tributi e delle prestazioni è cresciuta di 15 punti percentuali, raggiungendo il 31 per cento. Appartengono a questo gruppo i tributi e le prestazioni chiesti 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, di dette tasse, ma anche i Comuni e i Cantoni hanno aumentato i tributi e le prestazioni richiesti.

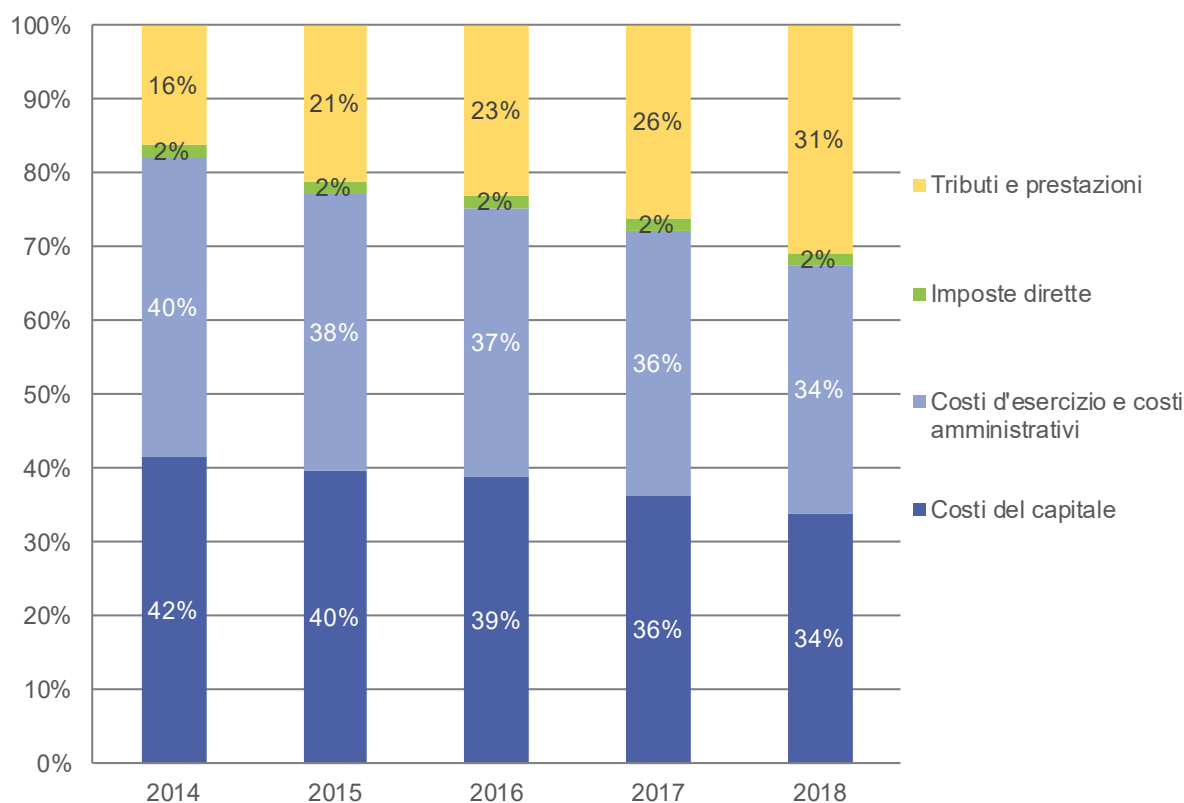


Figura 11: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2018 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 403 milioni di franchi e costi per le prestazioni di servizio relative al sistema per 166 milioni di franchi. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco più di 0,6 miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,1 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 5,7 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli livelli di rete (LR) è illustrato nella Figura 12a. La rete di distribuzione locale (LR7) è di gran lunga la più costosa, con oltre 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 dodici per cento dei costi. La Figura 12b illustra la ripartizione dei costi di rete al netto dei tributi e delle prestazioni. Si può notare che i costi in franchi e la loro percentuale al livello di rete LR7 rispetto ai costi totali risultano chiaramente più bassi di quanto riportato nella Figura 12a. Ciò è dovuto al fatto che i tributi e le prestazioni pesano principalmente su LR7 e in misura minore su LR5 e LR3.

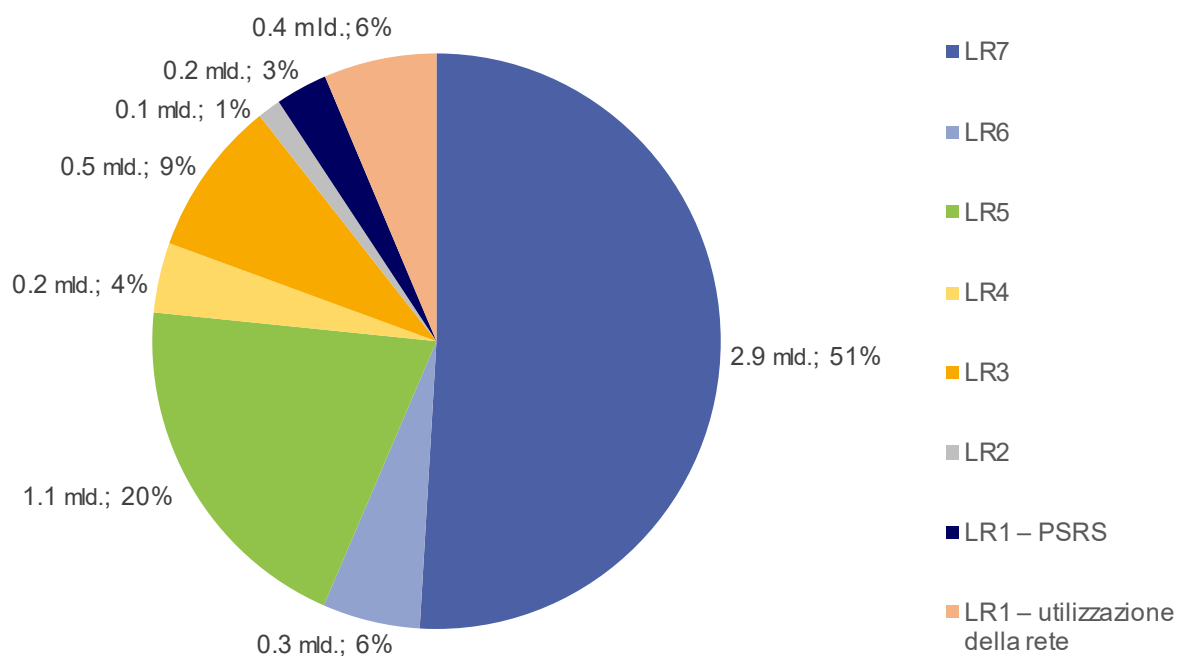


Figura 12a: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2-7), 2018

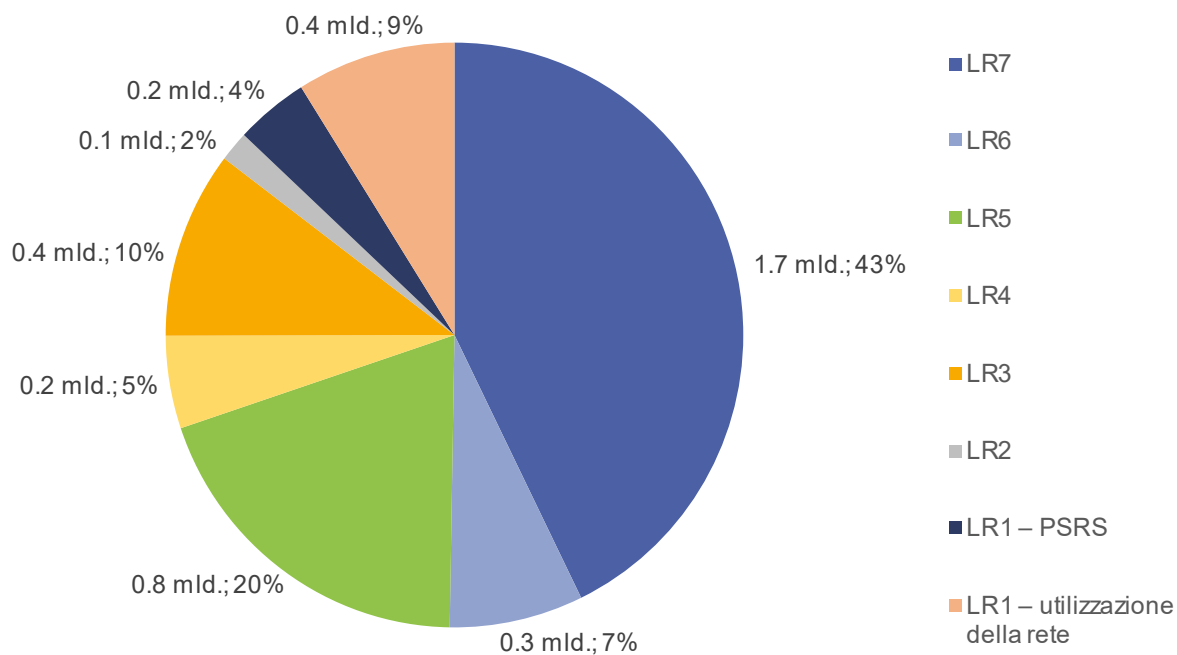


Figura 12b: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (esclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2-7), 2018

## 3.2 Ampliamento e pianificazione della rete

### 3.2.1 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto

Secondo l'articolo 9a LAEI, entrato in vigore il 1° giugno 2019, l'UFE elabora uno scenario di riferimento finalizzato alla pianificazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione ad alta tensione. A tale scopo si deve basare sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione e sui dati economici globali e tiene conto del contesto internazionale. Per l'elaborazione dello scenario di riferimento, l'UFE coinvolge in maniera adeguata i Cantoni, la società nazionale di rete, gli altri gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a OAEL, lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. Il primo scenario di riferimento dovrebbe essere disponibile nel 2021.

Il 1° giugno 2021 entrerà in vigore l'articolo 9d, che prevede che la società nazionale di rete sottoponga il proprio piano pluriennale alla ElCom per verifica entro nove mesi dall'approvazione da parte del Consiglio federale dell'ultimo scenario di riferimento. Il contenuto della pianificazione pluriennale è descritto nell'articolo 6a OAEL, che entra in vigore anch'esso il 1° giugno 2021.

Poiché non è ancora disponibile uno scenario di riferimento, la pianificazione pluriennale di Swissgrid si basa sul rapporto sulla Rete strategica 2025, completato all'inizio del 2015, che costituisce una pianificazione coordinata a livello nazionale della rete di trasporto 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'ordine di grandezza degli investimenti 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 acquisirà maggiore significatività. In vista dell'allocatione 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 incertezze 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 Pianificazione pluriennale relativa alle reti di distribuzione

Dal 1° giugno 2019, secondo l'articolo 9b LAEI, ogni gestore di rete definisce i principi da applicare alla pianificazione della rete. Nella definizione dei principi occorre in particolare considerare che, di regola, la rete può essere ampliata solamente se la garanzia di una rete sicura, performante ed efficiente non può essere raggiunta attraverso un'ottimizzazione o un potenziamento nel corso dell'intera durata della pianificazione. A questo riguardo la ElCom, ai sensi del capoverso 3, può definire requisiti minimi. Inoltre, secondo il capoverso 4, il Consiglio federale può vincolare i gestori di rete a pubblicare i loro principi.

L'articolo 9c LAEI sancisce poi l'obbligo, per i gestori di rete, di coordinare la propria pianificazione della rete. Ciò include anche l'obbligo di mettersi reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni necessarie a tale scopo. A tale riguardo, i gestori di rete devono coinvolgere adeguatamente nella pianificazione i Cantoni interessati e le altre parti interessate.

Il 1° giugno 2021 entrerà in vigore l'articolo 9d che prevede che i gestori di rete, basandosi sullo scenario di riferimento e in funzione del fabbisogno supplementare per il proprio comprensorio, allestiscano per le proprie reti con una tensione superiore a 36 kV un piano di sviluppo per un periodo di dieci anni (piano pluriennale). Il piano pluriennale deve descrivere i progetti previsti e illustrare in che misura sono efficaci e appropriati in termini tecnici

ed economici. Inoltre deve indicare le misure di sviluppo della rete previste oltre il periodo di dieci anni da esso coperto. Ai sensi dell'articolo 6a capoverso 2 OAEL, che entrerà in vigore anch'esso il 1° giugno 2021, i piani pluriennali delle reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV sono redatti dai gestori di rete entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale.

Secondo l'articolo 8 capoverso 2 LAEI, i gestori di rete sono tenuti ad allestire un piano pluriennale atto a garantire una rete sicura, performante ed efficiente. Tale obbligo vale per le reti con una tensione pari o superiore a 36 kV. 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). Il DATEC decide in merito alle divergenze tra ElCom, UFE ed ESTI in base all'accordo del 2018.

Nel 2019 la ElCom ha preso parte, nell'ambito dei compiti conferitile dalla legge, al gruppo di accompagnamento istituito per la procedura PSE relativa alla linea Niederwil-Obfelden (PSE 611), esprimendosi a favore della varian-

te con linea aerea in quanto ritenuta più efficiente. Il 2 dicembre 2019, a seguito di una decisione del Dipartimento, è stata avviata una procedura di partecipazione pubblica con una variante parzialmente interrata. La ElCom ha inoltre partecipato anche al gruppo di accompagnamento per la procedura PSE relativa alla Vallemaggia (PSE 109). 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 226,9 milioni di franchi è stato ridotto di 53,7 milioni di franchi sotto forma di sconto di realizzazione, passando così a 173,3 milioni di franchi. Nel corso del periodo di realizzazione 2018, gli

investimenti pianificati sono cambiati nella misura prevista e, soprattutto in tre grandi progetti in Vallese, si sono verificati dei ritardi per diversi motivi. Il volume effettivo degli investimenti operati per i progetti di rete del 2018 è stato di 168,6 milioni di franchi.

### **3.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione**

Nel periodo 2014-2018 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (Figura 13). In questo lasso di tempo gli ammortamenti sono aumentati, portandosi da circa 891 milioni di franchi a oltre 940 milioni di franchi. Il surplus di investimenti si è così ridotto, passando da circa 510 milioni di franchi a poco meno di 460 milioni

di franchi. Allo stesso tempo, essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale – ed essendo essa ulteriormente migliorata nel corso del periodo in esame (cfr. paragrafo 4.5), la ElCom resta dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano sufficienti.

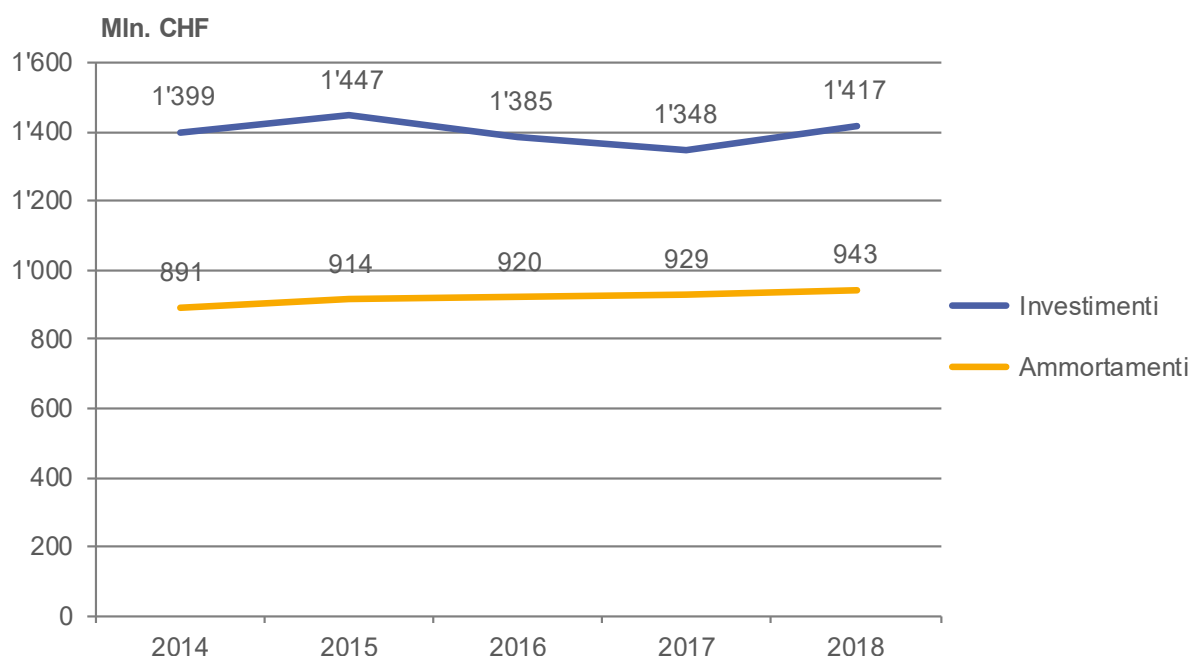


Figura 13: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione.

### 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, per i gestori di rete, funge

da guida di riferimento per la presentazione di domande e allo stesso tempo stabilisce i criteri per la valutazione delle stesse. Nel corso dell'anno in rassegna la ElCom ha valutato 123 domande di rimborso dei costi per potenziamenti di rete. Una domanda è stata respinta dalla ElCom perché il diritto al rimborso era caduto in prescrizione. Negli ultimi dieci anni, la ElCom ha emanato in totale 932 decisioni a questo riguardo (cfr. Figura 14).



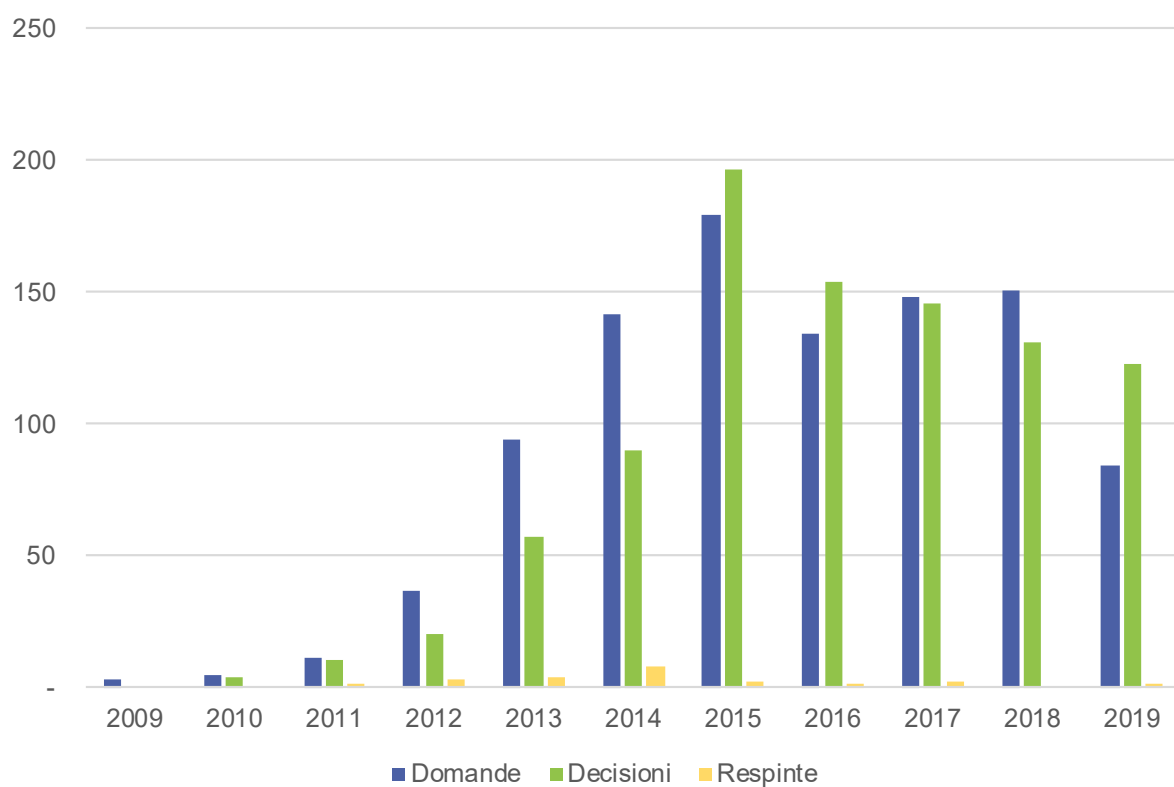


Figura 14: Andamento del numero di decisioni relative a potenziamenti di rete

A fine 2019, il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 104,3 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 343,2

MW complessivi. La Tabella 3 fornisce una panoramica dei principali indicatori relativi ai potenziamenti di rete realizzati tra gli anni 2009 e 2019.

	Totale	FV	Eolico	Altro <sup>1</sup>
Numero di decisioni	932	885	5	42
Valore minimo potenza generatore [kW] <sup>2</sup>		4	3'000	22
Valore massimo potenza generatore [kW] <sup>2</sup>		8'303	16'000	74'000
Totale potenza generatore [kW]	343'196	149'685	30'000	163'511
Valore minimo costi [CHF] <sup>2</sup>		3'500	1'805'003	16'697
Valore massimo costi [CHF] <sup>2</sup>		746'912	9'262'389	2'599'730
Totale costi [CHF]	104'279'850	67'634'847	19'853'343	16'791'661
Costi medi [CHF] <sup>3</sup>	112'857	77'121	3'970'699	399'801

	<b>Totale</b>	<b>FV</b>	<b>Eolico</b>	<b>Altro<sup>1</sup></b>
Valore minimo costi relativi [CHF/kW] <sup>4</sup>		3	346	3
Valore massimo costi relativi [CHF/kW] <sup>4</sup>		9'719	819	3'498
Costi relativi medi [CHF/kW] <sup>4</sup>	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 3: 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 2019 vi è stato il trasferimento di ulteriori impianti de-

lla 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

Con decisione del 21 novembre 2019 la ElCom, per mancanza di interesse all'accertamento, non è entrata nel merito di un'istanza in cui si chiedeva di accertare che, a seguito di un intervento della società di rete nella centrale elettrica dei richiedenti, era stata erroneamente fatturata energia di compensazione. Già lo scorso anno, con decisione 212-00276 del 13 settembre 2018, la ElCom si era pronunciata sull'obbligo di pagare un corrispettivo per l'utilizzazione della rete. 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; La controparte riteneva invece di essere esonerata, ai sensi dell'articolo 14 capoverso 5

LAEI, dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete in quanto l'acquisto riguardava energia di concessione. 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 era giunta alla conclusione che proprio dal testo delle stesse si evincesse che nel caso in questione l'acquisto di energia non era esente dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete secondo l'articolo 14 capoverso 5 LAEI. Contro questa decisione è stato presentato ricorso, che il Tribunale amministrativo federale ha respinto con la sentenza A-5904/2018 del 4 dicembre 2019.

## 4 Sicurezza di approvvigionamento



*Come previsto, nel 2019 Mühleberg, la prima centrale nucleare della Svizzera, è stata definitivamente spenta. Mühleberg ha coperto ogni anno circa il cinque per cento del fabbisogno di energia elettrica della Svizzera.*

### 4.1 Introduzione

Nel 2019 l'UFE ha organizzato una tavola rotonda sui ruoli e le responsabilità in relazione alla sicurezza di approvvigionamento. Non è stata individuata la necessità di un intervento legislativo, in quanto i ruoli e le responsabilità sono sostanzialmente definiti con chiarezza: per legge, l'approvvigionamento dei consumatori finali in regime di servizio universale è sotto la responsabilità del gestore della rete di distribuzione. L'approvvigionamento dei clienti finali con diritto di scelta è regolato secondo il diritto privato attraverso contratti di fornitura. Swissgrid è tenuta a garantire un esercizio sicuro, performante ed efficiente della rete di trasporto, ma non ha alcuna responsabilità per quanto riguarda la messa a disposizione dell'energia.

Ai sensi della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI, art. 22 cpv. 3 e 4), la ElCom ha la responsabilità di vigilare 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, nella necessaria qualità e a prezzi adeguati.

## 4.2 Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza dell'approvvigionamento

Per adempiere al suo mandato di vigilanza, la ElCom sorveglia la sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo termine mediante

un monitoraggio completo. Nei capitoli che seguono vengono presentati risultati significativi di questo monitoraggio per l'anno in esame.

### 4.2.1 Analisi retrospettiva dell'inverno 2018/2019

L'inverno 2018/2019 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 centrali nucleari erano collegate alla rete. A fine ottobre il ciclone «Vaia» ha danneggiato una linea a 380 kV sul Passo dell'Albula: ciò ha comportato una riduzione della capacità di transito

verso l'Italia di 900 MW fino alla rimessa in esercizio alla fine di luglio 2019. Non si sono avute ripercussioni negative di rilievo per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera.

La sicurezza dell'approvvigionamento in Belgio è stata mantenuta con il sostegno dei Paesi vicini, nonostante le possibili interruzioni di fornitura inizialmente annunciate.

### 4.2.2 Situazione nell'inverno 2019/2020

L'inverno è iniziato con temperature miti e con un livello di riempimento dei bacini artificiali sensibilmente al di sopra della media. La disponibilità produttiva delle centrali nucleari francesi era normale e anche in Svizzera tutte e cinque le centrali nucleari erano collegate alla rete.

A metà novembre, l'indisponibilità non prevista di alcune centrali elettriche nel sud della Francia ha portato per alcuni giorni a elevati flussi programmati e non programmati in Svizzera. Ciò ha avuto ripercussioni sull'esercizio della rete svizzera e ha richiesto una riduzione delle importazioni NTC. La nuova soluzione del ridispacciamento trilaterale, da poco disponibile, non ha potuto essere utilizzata in questa situazione proprio perché non vi era la necessaria possibilità di aumentare la produzione delle centrali elettriche in Francia. In questo contesto, alla fine di dicembre ha avuto luogo la prevista messa fuori servizio

della centrale nucleare di Mühleberg. A causa di questa chiusura e della situazione generalmente tesa, in Svizzera è stata quindi adottata un'ulteriore misura temporanea consistente in una soglia minima di produzione delle centrali ad accumulazione della Svizzera occidentale, che è stata possibile grazie all'elevato livello di energia di accumulazione disponibile.

In Svizzera la situazione dell'approvvigionamento elettrico per il resto dell'inverno sembra al momento perlopiù tranquilla. Sul piano dell'energia non si intravedono grandi fattori di disturbo e il grado di riempimento dei bacini di accumulazione rimane a un livello record. Dal punto di vista della rete, il problema dei flussi di carico non programmati continua a sussistere, ma con la soluzione del ridispacciamento trilaterale ora disponibile, la Svizzera è in una posizione migliore per intervenire in situazioni critiche.

#### 4.2.3 Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno

Nel gennaio 2019 si è verificata una forte deviazione di frequenza a livello europeo<sup>3</sup> dovuta, oltre che a una misurazione difettosa, a deviazioni di frequenza in occasione del cambio d'ora, un problema noto da tempo. A seguito di un rapporto completo della REGST dell'energia elettrica su questo evento, è stata avviata e realizzata una vasta gamma di progetti di miglioramento.

Il 20 maggio 2019, e successivamente per periodi più lunghi nel corso dell'estate, si sono rese necessarie in ampia misura restrizioni alle esportazioni dalla Svizzera verso i Paesi limitrofi. La ragione di ciò è stata una combinazione di vari fattori legati alla produzione, alla pianificazione e all'esercizio della rete, nonché da flussi non programmati dovuti al market coupling basato sui flussi in Europa. Swissgrid

sta lavorando a un'ottimizzazione della disponibilità delle capacità transfrontaliere.

Nel giugno 2019, una nuova procedura di determinazione dei prezzi dell'energia di regolazione in Germania ha portato, per diversi giorni, a una notevole carenza di energia di regolazione<sup>4</sup>. L'intervento immediato dei gestori delle reti di trasporto, il buon sostegno fornito dai partner europei e le misure correttive adottate dall'autorità di regolazione tedesca (Bundesnetzagentur) a livello delle regole di mercato hanno permesso di risolvere il problema senza interruzioni dell'approvvigionamento.

<sup>3</sup> Rapporto REGST dell'energia elettrica vedi: <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/28/entso-etechnical-report-on-the-january-2019-significant-frequency-deviations-in-continental-europe>

<sup>4</sup> Cfr.: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190717\\_Bilanzkreistreue.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190717_Bilanzkreistreue.html)

### 4.3 Flussi non programmati

In una rete a maglie il flusso di corrente effettivo (fisico) non corrisponde mai esattamente ai flussi stabiliti in un accordo commerciale e, quindi, programmati. 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. fino al 30% della quantità di corrente diretta dalla Germania alla Francia passa fisicamente attraverso la Svizzera.

Con l'introduzione del sistema di market coupling basato sui flussi 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.

L'impegno profuso da molti anni da Swissgrid e dalla ElCom sta lentamente dando i suoi frutti. Il problema è ormai riconosciuto dai Paesi vicini. All'inizio di febbraio 2019 è stata trovata una soluzione provvisoria per il resto dell'inverno 2018/2019, che prevedeva la limitazione delle importazioni della Francia dall'Europa centro-occidentale in caso di flussi non programmati molto elevati attraverso la Svizzera. Successivamente, i gestori delle reti

di trasporto e le autorità di regolamentazione di Francia, Germania e Svizzera hanno sviluppato una soluzione per l'inverno 2019/2020 che prevede un ridispacciamento trilaterale. In caso di congestione dovuta a flussi non programmati, Swissgrid può dare istruzione contemporaneamente a Francia e Germania di aumentare o, a seconda dei casi, di ridurre la produzione, in modo da sgravare il collo di bottiglia in Svizzera. Questo strumento è a disposizione di Swissgrid dal dicembre 2019.

Parallelamente si sta lavorando ad una soluzione permanente che non combatta solo i sintomi. A tal fine, Swissgrid e la ElCom sono in contatto con gli organi della regione di calcolo delle capacità «CORE» e dell'UE. L'obiettivo è quello di giungere a una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità, in modo che tali flussi non programmati possano determinare congestioni solo in situazioni eccezionali.

## 4.4 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 disponibilità<sup>5</sup>, l'integrità<sup>6</sup> la riservatezza<sup>7</sup> dei dati, oppure distruggano degli impianti. Un simile evento può causare ingenti danni finanziari e soprattutto una perdita d'immagine per il 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, addirittura 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 ed 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, nel 2018 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. La ElCom ha riassunto i risultati di questa indagine nel rapporto «Cyber-Sicherheit 2019» (disponibile in tedesco) e, in base a essi, ha formulato una serie

di raccomandazioni. Scopo dell'indagine non è verificare lo stato di tutte le misure di cibersecurity, 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 raccomandazioni valgono solo per i temi esaminati e si basano su standard e documenti di settore esistenti.

Dato il crescente grado di interconnessione, la cibersecurity sta diventando 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. Ai sensi della sussidiarietà, occorre inoltre promuovere gli sforzi per la creazione di un CERT di settore.

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

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

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

## 4.5 Qualità dell'approvvigionamento

### 4.5.1 Disponibilità della rete

La 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, verificatesi in seguito a eventi naturali, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni.

Per monitorare la disponibilità della rete la ElCom analizza le interruzioni riferite ai 95 maggiori gestori di rete svizzeri, che tramite le loro reti gestiscono circa l'88 per cento del volume di fornitura svizzero totale. Nel 2018 i 95 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 6495 interruzioni non programmate (cfr. Tabella 4). 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.



	2015	2016	2017	2018	2019 <sup>1</sup>	Unità
Interruzioni	4'401	4'328	4'814	6'495		Numero
SAIDI	11	9	10	14		Minuti per consumatore finale
SAIFI	0.23	0.20	0.21	0.27		Interruzioni per consumatore finale

<sup>1</sup> Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2019 saranno pubblicate a giugno 2020 e potranno essere consultate sul sito Internet della ElCom.

Tabella 4: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera –2014-2018 (solo interruzioni non pianificate)

Nel 2018 la durata media delle interruzioni non pianificate è stata pari a quattordici minuti per consumatore finale, registrando un aumento a livello nazionale di quattro minuti rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata per consumatore finale è aumentata nel 2018 rispetto all'anno precedente, registrando in media 0,27 interruzioni per consumatore finale. La disponibilità della rete svizzera continua

a essere molto buona. I valori SAIDI e SAIFI più elevati registrati nel 2018 sono principalmente dovuti a eventi naturali straordinari (tempesta Burglind). 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.

#### 4.5.2 Capacità d'importazione

Oltre alla disponibilità della rete, anche la capacità d'importazione disponibile è 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 per scambi commerciali di importazione o esportazione da parte di grossisti 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 e d'esportazione del Principato del Liechtenstein, che rientra nella zona di regolazione Svizzera, viene sommata alla capacità d'importazione e d'esportazione con l'Austria.

La Tabella 5 fornisce un quadro dell'andamento delle capacità d'importazione complessive disponibili su tutti i confini con i Paesi confinanti a nord e individualmente con ciascun Paese confinante. Su base oraria, la NTC può risultare più volatile rispetto ai valori che si riflettono nelle medie annuali per l'importazione e l'esportazione.

IMPORT NTC (MW)	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Totale</b>	<b>6'947</b>	<b>6'962</b>	<b>6'987</b>	<b>6'756</b>	<b>6'657</b>
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5'225	5'245	5'265	5'034	4'936
Francia	3'073	2'974	3'007	2'772	2'678
Germania	1'373	1'468	1'501	1'396	1'343
Austria	779	803	757	866	915
Di cui Italia	1'722	1'717	1'722	1'722	1'721

Tabella 5: Capacità di importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2015-2019 (medie annue delle NTC orarie)

Visto che lo scambio di energia con i Paesi confinanti avviene principalmente sulla rete a 380 kV, mentre l'energia elettrica importata viene 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), anch'essa influenzata dai flussi fisici non programmati. Questo aumento dei flussi non programmati contribuisce a far sì che i valori medi sul confine nord tendano a diminuire dal 2018. Sul confine nord, la capacità di importazione da Francia e Germania è in media ulteriormente diminuita nel 2019, ma ciò è

stato in parte compensato dall'aumento della capacità di importazione dall'Austria, il cui mercato all'ingrosso è stato disaccoppiato dal mercato tedesco dall'ottobre 2018. Per contro, tra il 2015 e il 2019 la capacità di importazione dall'Italia è rimasta relativamente stabile. Finora, in situazioni normali, questo è stato considerato meno rilevante per la sicurezza dell'approvvigionamento della Svizzera rispetto alla capacità di importazione dai Paesi sul confine nord. Con la crescente volatilità dei mercati e l'abbandono dell'energia nucleare e del carbone da parte della Germania, in futuro anche le importazioni dall'Italia diventeranno più importanti.

#### 4.5.3 Capacità d'esportazione

Visti i flussi di transito elevati che attraversano la Svizzera da nord verso sud, anche la capacità d'esportazione disponibile, in particolare verso l'Italia e la Francia, riveste un ruolo importante per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e dei Paesi con essa

confinanti (cfr. Tabella 6). L'entità di tale capacità d'esportazione verso l'Italia ha inoltre un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità d'importazione della Svizzera ai confini con la Francia, la Germania e l'Austria.

<b>IMPORT NTC (MW)</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Totale</b>	<b>9'321</b>	<b>9'262</b>	<b>9'129</b>	<b>8'769</b>	<b>7'933</b>
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	6'373	6'276	6'207	6'115	5'415
Francia	1'188	1'125	1'180	1'184	1'163
Germania	4'000	4'000	4'000	3'888	3'491
Austria	1'185	1'151	1'027	1'043	761
Di cui Italia	2'948	2'986	2'922	2'654	2'518

*Tabella 6: Sviluppo delle capacità di esportazione della Svizzera verso l'Italia e la Francia 2015-2019 (medie annue delle NTC orarie)*

Le due linee a 380 kV sul Passo dell'Albula (GR; Filisur-Robbia e Pradella-Robbia-Sils) danneggiate dalla tempesta «Vaia» alla fine di ottobre 2018 sono state rimesse in servizio il 29 luglio 2019. Ciononostante, la capacità di esportazione verso l'Italia ha continuato a diminuire nel 2019 per varie ragioni (tra cui le frequenti riduzioni di capacità disposte dal gestore della rete di trasporto italiana per garantire la stabilità della rete interna italiana, in particolare nei periodi di basso consumo come, ad esempio, le vacanze pasquali o estive). Nel complesso, da gennaio ad agosto 2019 le NTC di esportazione verso l'Italia sono state inferiori al livello del 2018, ma sono nuovamente aumentate a settembre e nell'ultimo trimestre del 2019.

Per il 2019, inoltre, va notata una NTC significativamente minore rispetto al 2018 per le esportazioni verso la Germania e l'Austria.

Nell'estate del 2019, la capacità di esportazione verso la Germania è stata temporaneamente ridotta al di sotto del consueto e staticamente armonizzato valore NTC di 4000 MW, perché in un momento di elevata produzione svizzera e di elevate esportazioni si verificavano gravi sovraccarichi con particolare frequenza. Analogamente al caso dell'importazione in direzione della Svizzera, in futuro scenari basati sui flussi di carico dovranno consentire una valutazione più dettagliata della situazione di volta in volta attuale. In tal modo, a seconda degli elementi di rete disponibili, sarà possibile determinare ed assegnare il valore NTC massimo anche su base giornaliera per il periodo D 1. Negli scenari basati sul flusso di carico, vengono prese in considerazione misure di sgravio che non generano costi (le cosiddette Remedial Actions) per ottimizzare la rete e i corrispondenti valori NTC.

#### 4.5.4 Capacità totale di importazione ed esportazione

Nel complesso, la capacità totale di importazione nel 2018 e nel 2019 è tendenzialmente diminuita, mentre la capacità totale di esportazione della Svizzera è in diminuzione dal 2015, nel 2019 in misura ancora più marcata di prima. Tale diminuzione si registra sia sul confine nord che su quello italiano.

Complessivamente (NTC Import + Export), nel 2015 la capacità di scambio media totale tra la Svizzera e i Paesi confinanti era di 16'268 MW. Fino al 2019 questo valore si è ridotto di 1700 MW, per attestarsi al 14'590

MW. Durante questo periodo, la riduzione totale per tutti e tre i confini a nord è stata di circa 1250 MW e di oltre 400 MW sul confine italiano. Questo calo si spiega con il maggiore rischio di violazioni del criterio di sicurezza (N-1) nella rete svizzera, con ritardi negli investimenti nella rete (ad es. ricorsi contro l'incremento della tensione sulla linea ad altissima tensione Bassecourt-Mühleberg), flussi non programmati dai Paesi vicini e un'insufficiente integrazione della Svizzera nei calcoli delle capacità a livello europeo.

#### 4.5.5 Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati

Molti degli 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. Con lettera del 15 giugno 2018 ai gestori delle reti di distribuzione, è stato inoltre avviato un programma di retrofit degli impianti FV esistenti per quanto riguarda il loro comportamento, ovvero il loro scollegamento dalla rete, in caso di sovralfrequenza

nella stessa. Tale programma era inizialmente limitato agli impianti FV con una potenza allacciata  $\geq 100$  kVA (retrofit 1), poiché in essi si poteva ottenere un grande effetto in modo rapido e con uno sforzo relativamente ridotto.

Dai feedback dei gestori della rete di distribuzione pervenuti all'inizio del 2019 si evince che la quota degli impianti FV non conformi è considerevole tra gli impianti più vecchi e, secondo le aspettative, diminuisce nel caso degli impianti più recenti. Da una proiezione delle quote di conformità rilevate nel retrofit 1 (su base annua) degli impianti FV installati entro la fine del 2017 con una potenza allacciata  $< 100$  kVA emerge che, al termine del programma, in Svizzera sono ancora collegati alla rete impianti FV non conformi per una potenza complessiva di almeno 347 MVA. Nell'ottica della stabilità della rete, il numero di impianti FV non conformi deve essere limitato a una potenza complessiva inferiore a 200 MVA in un periodo di tempo ragionevole.

La ElCom ha pertanto deciso di estendere il programma di retrofit agli impianti FV < 100 kVA (Retrofit 2). Anche in questa seconda fase, per la ElCom era molto importante mantenere la proporzionalità e raggiungere il grado di conformità necessario con il minimo onere possibile. Sulla base di questo principio e della proiezione effettuata, entro la fine del 2022 nel programma retrofit 2 dovranno essere controllati e se necessario adeguati tut-

ti gli impianti FV con potenza allacciata > 30 kVA installati dopo il 31 dicembre 2010.

In una scheda informativa pubblicata in giugno sotto forma di comunicazione, la ElCom ha spiegato i diritti e gli obblighi, in relazione al programma di retrofit, dei gestori di impianti di produzione di energia elettrica decentralizzati collegati alla rete di distribuzione.

## 4.6 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 deve corrispondere esattamente, in ogni momento, a quella prelevata. Nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori di energia, tuttavia, una pianificazione esatta non è possibile, 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 ori-

entata al mercato, i cui costi vengono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio generali relative al sistema (PSRS). In essa vengono incorporate anche altre prestazioni di servizio necessarie al funzionamento sicuro della rete, come gestione del bilancio, capacità di partenza senza alimentazione 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 61 milioni di franchi, l'importo più basso registrato finora. La Figura 15 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.

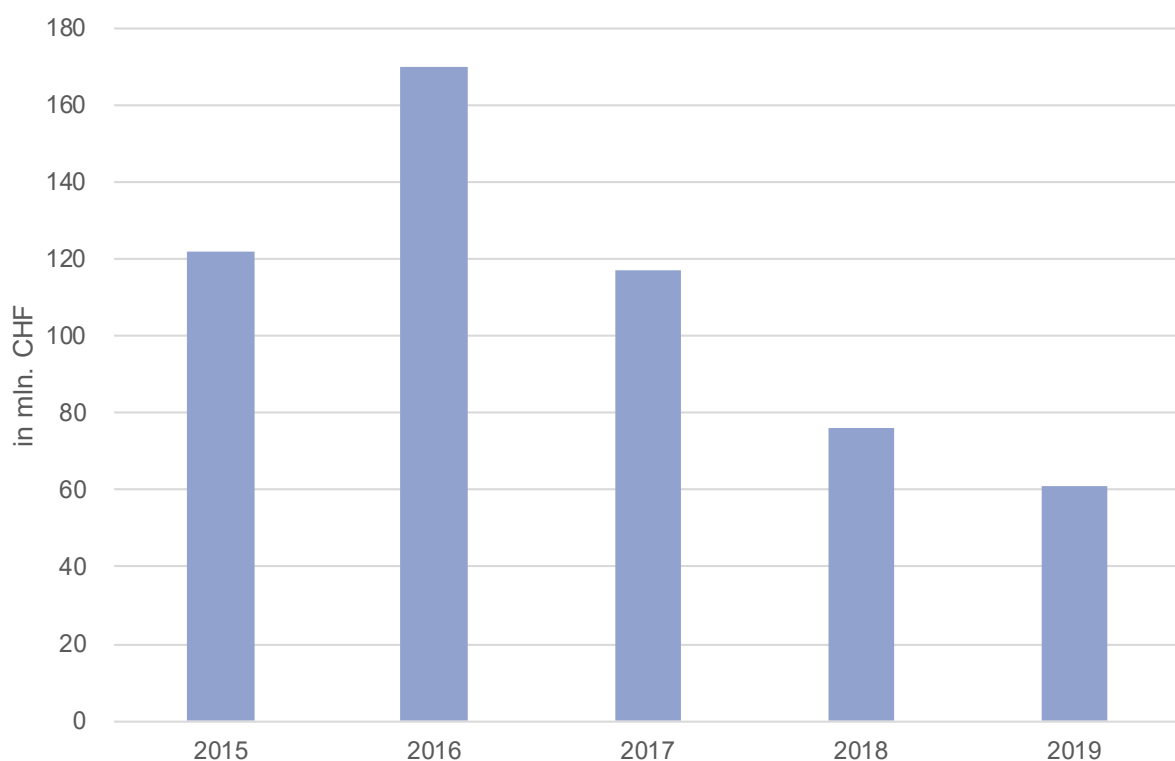
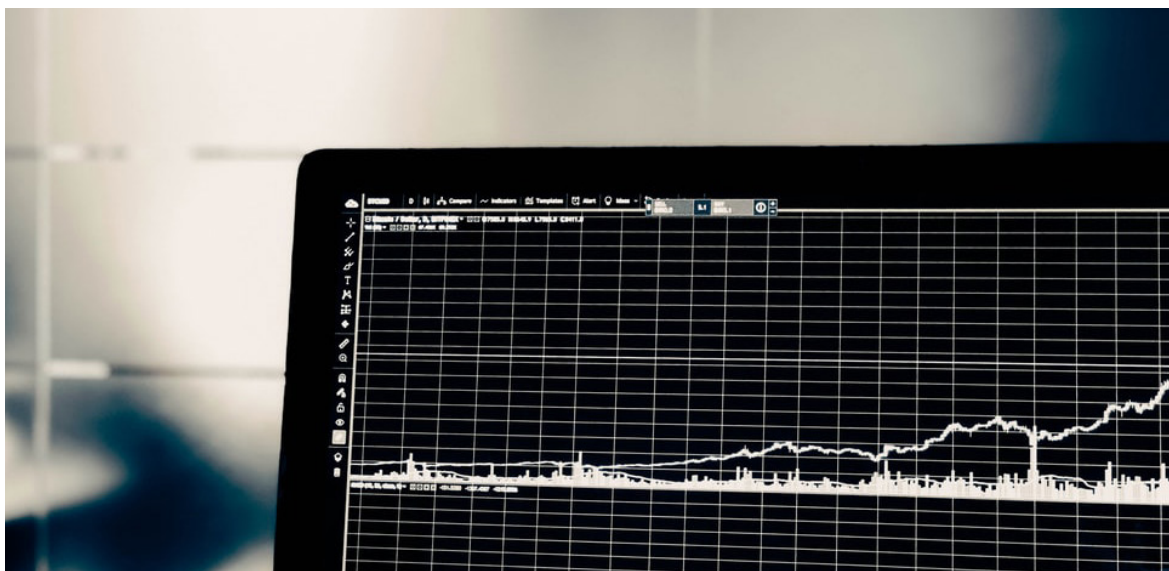


Figura 15: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2015 al 2019

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 esame, i costi per l'acquisto anticipato ammontavano a circa 16 milioni di franchi, cifra paragonabile ai costi del 2018, pari a circa 15 milioni di franchi.

Sempre nell'anno in esame, per aumentare la liquidità, Swissgrid ha inoltre adeguato l'acquisto di potenza di regolazione secondaria. Fino alla metà del 2018, la potenza di regolazione secondaria è stata acquistata come prodotto simmetrico: Ciò significa che il fornitore doveva offrire una quantità pari di potenza di regolazione secondaria positiva e negativa. Con il passaggio a un prodotto asimmetrico, è ora possibile per il fornitore offrire potenza di regolazione secondaria solo positiva o solo negativa. In questo modo Swissgrid è anche in grado di acquistare la quantità corrispondente in modo più mirato.

## 5 Sorveglianza del mercato



*Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in Svizzera è monitorato dalla ElCom. Il monitoraggio si concentra principalmente sull'individuazione di manipolazioni di mercato e insider trading.*

### 5.1 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Per quanto concerne la trasparenza e la sorveglianza del mercato, anche nel 2019 la ElCom si è concentrata sul monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in Svizzera e sull'analisi delle attività degli operatori nell'Unione europea. Nel corso dell'anno in esame, la ElCom ha ricevuto 11 suspicious trading and order reports (STORs). In caso di anomalie relative agli operatori di mercato svizzeri, questi documenti vengono trasmessi alla ElCom dai servizi di sorveglianza commerciale delle piazze di trading organizzate. Successivamente la ElCom verifica nel dettaglio il contenuto degli STORs ed eventualmente lo analizza insieme ad altre informazioni di cui di-

spongono. A seconda del risultato di queste analisi, gli operatori di mercato vengono contattati allo scopo di chiarire la situazione. Inoltre, vista la poca liquidità presente sul mercato svizzero intraday da quando è stato introdotto lo XBID, sono state effettuate in proposito diverse analisi specifiche incentrate in particolare sull'individuazione di capacità di frontiera svizzere e sul commercio di quantità molto esigue.

La negoziazione algoritmica acquista sempre maggiore importanza nel settore energetico. A causa dell'immissione sempre più fluttuante e difficilmente prevedibile di elettricità proveniente da fonti rinnovabili, gli operatori di



mercato sono sempre più spesso costretti a effettuare costanti aggiustamenti delle loro posizioni sul mercato intraday. A ciò vanno aggiunte le nuove possibilità offerte dalla digitalizzazione. Per questo motivo, nell'agosto 2019 la ElCom ha condotto un sondaggio su questo aspetto, in particolare sull'impiego di algoritmi nel mercato dell'elettricità svizzero e da parte degli operatori svizzeri partecipanti al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'UE. Obiettivo del sondaggio era ottenere una panoramica della presenza di algoritmi di negoziazione sul mercato all'ingrosso svizzero. All'inizio del 2020 i risultati del sondaggio saranno messi a disposizione dei partecipanti. In base alle conoscenze acquisite con il sondaggio, la ElCom pubblicherà una comunicazione sulla negoziazione algoritmica.

Nel maggio 2019 si è svolto per la quinta volta un workshop sulla sorveglianza del mercato. I lavori si sono concentrati su diversi aspetti di questa tematica nel settore energetico svizzero ed europeo. Sono state presentate alcune analisi della Sezione Sorveglianza del mercato. Inoltre rappresentanti delle autorità di regolazione tedesca e danese hanno illustrato alcuni casi di attualità nei loro rispettivi Paesi.

L'evento è stato anche l'occasione per presentare il primo rapporto della ElCom sulla trasparenza del mercato, che è stato successivamente pubblicato sul sito Internet della Commissione. Il rapporto illustra le principali attività della Sezione Sorveglianza del mercato e il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in Svizzera sulla base delle

analisi condotte. In una retrospettiva vengono inoltre presentate l'evoluzione annua dei prezzi del mercato spot e del mercato a termine nonché, tra gli altri aspetti, anche i diversi tipi di produzione di energia elettrica in Svizzera, Germania e Francia. Alla base della valutazione vi sono i rapporti pubblicati settimanalmente dalla ElCom sui mercati spot e a termine.

Lo scambio di pareri tra i servizi responsabili della sorveglianza del mercato di altre autorità di regolazione è molto importante, considerato che la sorveglianza e l'integrità del mercato continuano a essere un tema nuovo per i regolatori. In questo contesto si sono tenute nel 2019 alcune sedute di coordinamento con servizi responsabili della sorveglianza del mercato di Paesi vicini. Poiché la sorveglianza del mercato è già consolidata da tempo nel settore finanziario, si sono tenuti anche due incontri con la FINMA dedicati allo scambio di esperienze metodologiche.

Nell'anno in esame è proseguita l'attività della Sezione Sorveglianza del mercato nel quadro del Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) del CEER. Nell'ambito del gruppo è stata effettuata un'analisi molto ampia dell'attuazione e della portata dell'attività di sorveglianza dei membri. I risultati del sondaggio del CEER relativo all'attuazione delle prescrizioni in materia di trasparenza e integrità del mercato a livello nazionale confermano che la maggior parte degli Stati membri è complessivamente sulla buona strada, anche se con alcune differenze a seconda delle rispettive autorità di regolazione.

## 5.2 Sorveglianza del mercato nel 2019 in cifre

Alla fine del 2019 erano registrati alla ElCom 66 operatori di mercato. Le informazioni riguardanti le loro operazioni di trading sui mercati dell'energia dell'UE sono state trasmesse attraverso sette fornitori di dati registrati, che costituiscono il cosiddetto registered reporting mechanism (RRM), al quale è collegata la banca dati della ElCom. La ElCom ha ricevuto i dati fondamentali e le pubblicazioni sulle informazioni fornite da insider attraverso le interfacce appositamente create con la REGST dell'energia elettrica e la EEX Transparency Plattform.

La tendenza all'incremento dei dati notificati alla ElCom dall'inizio del reporting si è chiaramente confermata anche nel 2019. Nel complesso sono stati notificati quasi 39 milioni di transazioni (offerte e compravendite), ovvero circa il 70 per cento di notifiche in più rispetto all'anno precedente. La differenza significativa rispetto al 2018 è da ricondurre soprattutto all'aumento delle notifiche relative al trading di breve termine. Solo per le operazioni su base intraday questa cifra è più che raddoppiata. Mentre nel 2018 sono stati registrati circa dieci milioni di transazioni, nel 2019 si sono raggiunti quasi i 22 milioni. Due milioni di queste ulteriori notifiche sono da ricondurre a un backloading dei dati relativi alle prenotazioni delle capacità di frontiera nel commercio intraday effettuato nel 2019. Terzo motivo del forte incremento delle notifiche di dati è il maggiore impiego di algoritmi nel commercio intraday.

Una percentuale essenziale delle notifiche relative ai dati sulle transazioni, circa l'85 per cento, ha riguardato i cosiddetti contratti stan-

dard. In questo ambito si è constatata una leggera variazione del rapporto tra offerte e compravendite da 2,5:1 a 3:1. Come avvenuto durante l'anno precedente, quasi il 90 per cento dei contratti standard concerneva il mercato spot. Future e forward rappresentano pertanto meno del 10 per cento. Il numero di contratti non standard stipulati è leggermente cambiato rispetto al 2018 e le 3002 notifiche (3200 nel 2018) indicano una tendenza al calo.

Si è constatato un leggero incremento dei dati fondamentali confluiti nella banca dati della ElCom. Nell'anno in esame, si sono registrati 4,7 milioni di notifiche, in totale un milione in più rispetto al 2018. Tra i dati fondamentali figurano soprattutto quelli relativi all'immissione di energia elettrica da parte di tutti i tipi di centrali elettriche e alla produzione da fonti rinnovabili. Allo stesso modo le attività di monitoraggio prendono in considerazione le capacità di importazione e di esportazione alle rispettive frontiere, così come i periodi di inattività, programmati e non, delle centrali.

Ai fini dell'efficienza e della significatività dei risultati del monitoraggio, oltre alla buona qualità dei dati, è indispensabile anche un ampio quadro generale. Allo scopo di creare una base più ampia per le analisi effettuate si prendono quindi in considerazione anche altri dati. Tra questi vi sono ad esempio i prezzi di settlement EEX, i dati di MeteoSvizzera, i dati relativi ai livelli di riempimento dei bacini di accumulazione e altri dati specifici. Tenendo in considerazione tutte queste informazioni e valutandone l'interazione, si può effettuare un monitoraggio efficace del mercato dell'energia elettrica.

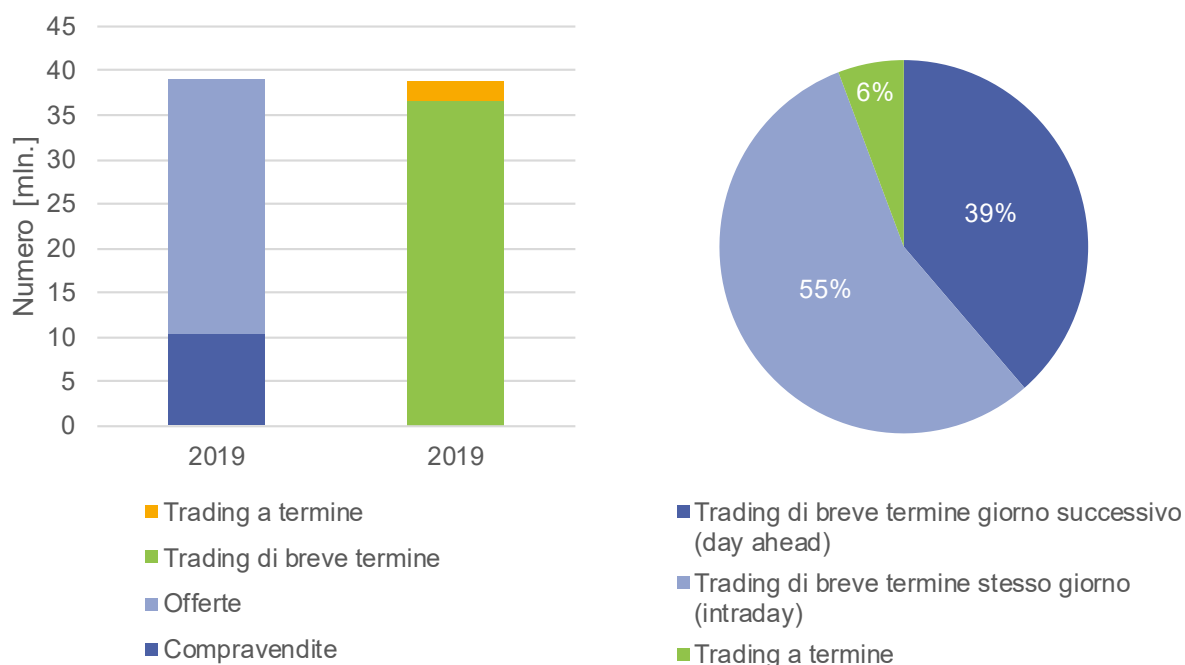


Figura 16: Contratti standard notificati nel 2019. A sinistra: ripartizione tra offerte/compravendite e trading di breve termine/a termine nel 2019. A destra: ripartizione tra trading di breve termine su base day ahead/trading di breve termine su base intraday/trading a termine nel 2019

### 5.3 Caso di manipolazione errata sul mercato day ahead

Nel 2019 si sono verificate alcune transazioni anomale sul mercato day ahead svizzero. In un giorno specifico un operatore ha scambiato un volume di energia di gran lunga superiore a quello per lui consueto. La ElCom ha esaminato questa anomalia nell'ambito della sua attività di sorveglianza del mercato, con il sospetto che si trattasse di una manipolazione del prezzo.

L'operatore in questione ha venduto energia alle ore 11 per il giorno successivo all'asta day ahead svizzera della borsa EPEX. Alle ore 12 ha riacquistato presso le aste day ahead tedesca e austriaca la stessa quantità di energia conseguendo perdite. L'analisi delle curve delle offerte presso l'asta svizzera ha evidenziato che il volume scambiato aveva avuto un effetto di riduzione del prezzo.

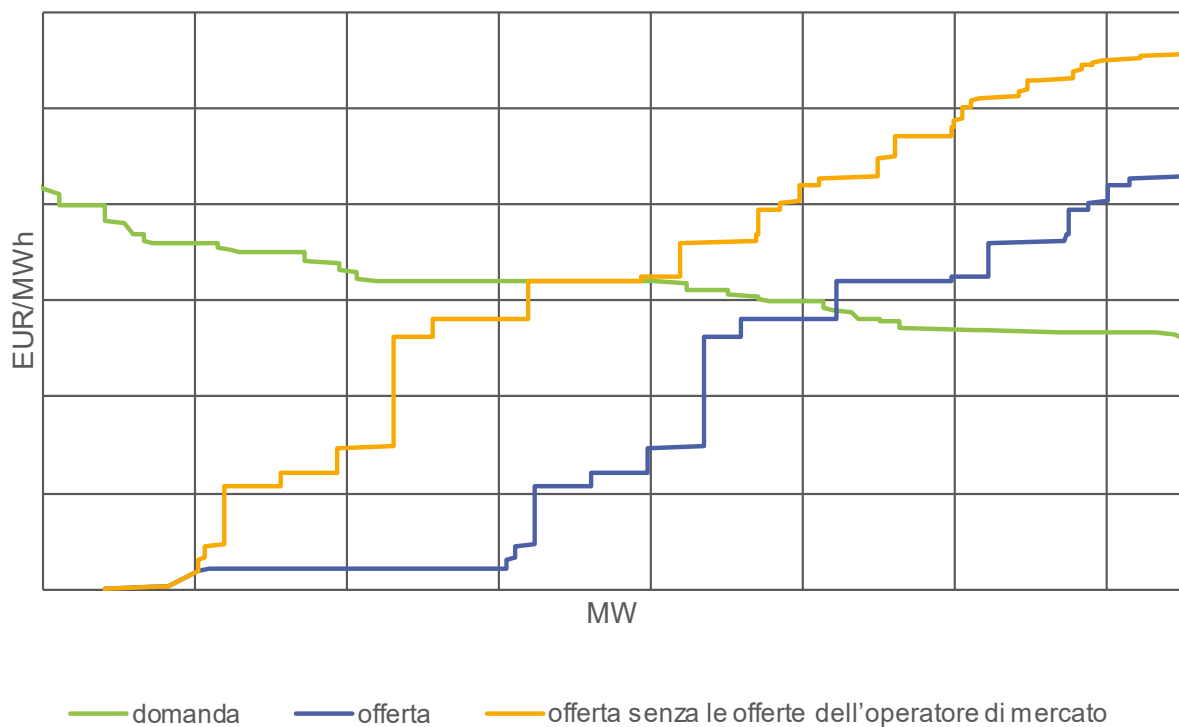


Figura 17 – Curva dell'offerta e della domanda in una determinata ora del giorno in questione. Le offerte dell'operatore hanno spostato a destra la curva dell'offerta, inducendo una diminuzione del prezzo.

È stato quindi chiesto all'operatore di chiarire i motivi del suo comportamento. Egli ha spiegato in maniera plausibile che l'inserimento di un dato errato nei suoi sistemi di trading aveva comportato un'offerta involontaria sul mercato day ahead svizzero. L'offerta sarebbe dovuta pervenire all'asta di un altro Paese anch'esso partecipante alla borsa EPEX. Poiché i moduli di offerta di entrambi i mercati sono molto si-

mili, è comprensibile il motivo dell'errore. Secondo il parere della ElCom, nel caso in questione si è verificata una manipolazione del prezzo involontaria, che ha comportato una perdita per l'operatore all'origine della transazione. Quest'ultimo ha preso le misure necessarie per evitare simili errori in futuro. Dal canto suo, la ElCom continuerà a prestare particolare attenzione alle offerte anomale.

## 5.4 Caso concernente l'indice del mercato intraday Svizzera

L'indice del mercato intraday Svizzera (IDM Svizzera) è il prezzo di riferimento per il mercato intraday Svizzera. Si tratta del prezzo medio ponderato in funzione delle quantità, derivante da tutte le transazioni che hanno luogo durante una determinata ora sul mercato in questione. In assenza di operazioni, l'IDM Svizzera viene equiparato al prezzo del mercato day ahead (prezzo di riferimento orario che si è formato il giorno precedente nell'ambito dell'asta day ahead per una determinata ora). Attualmente per il calcolo dell'indice non esiste un valore soglia relativo al volume di transazioni sul mercato intraday. Pertanto è assolutamente possibile che l'IDM Svizzera possa essere definito da una singola transazione.

Da quando è stato introdotto il sistema XBID nel giugno 2018, il volume di scambi sul mercato intraday svizzero ha subito un forte calo. I mercati illiquidi sono maggiormente esposti a

potenziali manipolazioni, in quanto si possono produrre forti effetti sui prezzi anche con pochi mezzi. In singoli giorni, i prezzi sul mercato intraday continuo svizzero variano fortemente rispetto al prezzo del mercato day ahead. In tali giorni, i prezzi orari del mercato intraday svizzero differiscono fortemente anche dai prezzi del mercato intraday dei Paesi vicini.

Un'analisi ha evidenziato che nel 2019, per 1505 ore (17% delle ore annue) su un totale di 8760 ore, è stato calcolato un indice sulla base di un volume di transazioni intraday compreso tra 0 e 5 MWh. La tabella 7 mostra la distribuzione di frequenza della differenza di prezzo, in percentuali assolute nell'ambito delle 1505 ore, tra l'IDM Svizzera e il mercato day ahead svizzero (misurata in base all'indice del mercato day ahead). I dati evidenziano nette differenze di prezzo sul mercato intraday anche con lo scambio di volumi esigui.

classe	frequenza	cumulata %
0%	70	4.65%
5%	442	34.02%
10%	246	50.37%
30%	497	83.39%
50%	127	91.83%
100%	95	98.14%
250%	18	99.34%
500%	6	99.73%
e oltre	4	100.00%

Tabella 7: Distribuzione di frequenza della differenza di prezzo in percentuali assolute tra l'IDM Svizzera e il mercato day ahead svizzero (misurata in base all'indice del mercato day ahead) nelle ore in cui il volume di transazioni intraday era inferiore a 20 MWh, ma aveva avuto luogo almeno una transazione).

Inoltre sul mercato intraday svizzero è stato osservato in parte un appiattimento dell'andamento dei prezzi, che è piuttosto inusuale per questo tipo di mercato. L'analisi più precisa delle transazioni ha evidenziato che alcuni operatori, in periodi di scarsa liquidità sul mercato intraday svizzero, hanno eseguito ordini per un volume molto esiguo (0,1 MWh) e a prezzi ben al di sopra del prezzo di riferimento del mercato day ahead.

L'analisi dei dati fondamentali dettagliati, come periodi di inattività delle centrali elettriche, possibili modifiche del carico o, ancora, differenze sul fronte delle energie rinnovabili o dei flussi alle frontiere, non ha mostrato variazioni particolari per i giorni in questione, che possano spiegare la differenza di prezzo tra il mercato intraday e il mercato day ahead svizzeri e la differenza di prezzo rispetto ai Paesi vicini.

Alcuni operatori hanno confermato l'esistenza di contratti con aziende di distribuzione indicizzate sul mercato intraday svizzero. Ciò rappresenta senz'altro un incentivo per spingere l'andamento dell'IDM in una determinata direzione.

Tuttavia gli operatori di mercato sono a volte costretti a chiudere anche piccole quantità provenienti da posizioni di vendita e di produzione. Su un mercato illiquido quest'operazione avviene al prezzo disponibile in quel momento, che può essere in parte molto diverso dal «last trade» o dall'ultimo prezzo di riferimento per l'ora in questione.

Viste le circostanze, la ElCom ha preso contatto con gli operatori di mercato coinvolti e chiesto anche a EPEX Spot, ai fini della determinazione dell'IDM Svizzera, di introdurre un valore soglia per il volume di transazioni, nell'ambito del calcolo del prezzo medio ponderato in funzione dei volumi. Solo quando questo valore soglia sarà stato raggiunto, si potrà procedere al calcolo dell'IDM Svizzera, altrimenti esso sarà equiparato all'indice del mercato day ahead. Grazie a questa misura, l'IDM Svizzera dovrebbe raggiungere nuovamente un valore equo corrispondente alle operazioni commerciali sul mercato intraday svizzero e non dovrebbe più essere esposto alle forti oscillazioni provocate da transazioni con piccole quantità e non orientate al mercato.

## 6 Affari internazionali



*Ancora non è sicuro se sarà stipulato un accordo sull'energia elettrica. In considerazione dei problemi sul mercato e della collaborazione tra la Svizzera e l'UE, la Svizzera trarrebbe beneficio da un tale accordo.*

L'intero settore degli Affari internazionali è contrassegnato, ancor più che negli anni passati, dall'attuazione nell'UE delle direttive e dei Network Codes del terzo pacchetto di misure del 2009 per il mercato interno dell'energia, ma anche dalle nuove leggi specifiche per il settore elettrico contenute nel «CEP – Clean Energy Package» dell'UE pubblicate nell'estate del 2019. Queste nuove leggi non solo sostituiscono il pacchetto di misure per il mercato interno, ma ne rafforzano l'intento a favore di un'ulteriore apertura del mercato a beneficio dei consumatori e delle energie rin-

novabili. I loro principali effetti si faranno sentire a partire dal 2020 e negli anni successivi. Insieme alle direttive UE e ai Network Codes, esse danno luogo a una riorganizzazione generale dei mercati dell'energia e influenzano 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 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 limitrofi 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 LAEl. Valgono tuttavia due eccezioni: da una parte, le forniture nell'am-



bito 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.

La parte maggiore delle capacità delle linee transfrontaliere viene quindi assegnata nel quadro di aste esplicite. Contrariamente alle 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. Ciò ha comportato notevoli cambiamenti delle pratiche finora seguite dai gestori, come la recente seconda estensione da 7 a 14 Stati membri (insieme alla Norvegia) del cosiddetto «Single Intraday Coupling (SIDC)», nel novembre 2019. Una terza estensione ad altri Paesi è prevista alla fine del 2020. Finora la Svizzera è stata esclusa da tali progetti, malgrado la ElCom e Swissgrid partecipino in parte alle discussioni concernenti la gestione delle congestioni della rete alla frontiera settentrionale dell'Italia.

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 di frontiera 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 di norma vengono dirottati dalla zona con prezzo più favorevole a quella più costosa a causa delle differenze di prezzo in borsa.

A tal fine, il nuovo regolamento UE 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica prevede per gli scambi interzonali una quota minima del 70 per cento della capacità di tutte le linee.

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 di stabilità della rete (ridispacciamento, 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 e a una controversia che la Corte di giustizia dell'Unione europea ha risolto il 24 ottobre 2019, negando all'ACER la competenza a effettuare tale divisione, adducendo argomenti di tipo procedurale. Le conseguenze di questa decisione non sono ancora chiare.

Dopo il fallimento della prima verifica della zona di offerta (bidding zone review) effet-

tuata nel 2016, il CEP chiede che venga avviata una seconda verifica. A tale scopo esso prevede scadenze brevi e attribuisce maggiore potere decisionale all'ACER e all'UE. Secondo i nuovi regolamenti UE, la proposta formale per una modifica dell'attuale ripartizione delle «bidding zones», che dovrebbe essere presentata non prima del 2021, si basa sulle congestioni strutturali e sulla quota minima del 70 per cento delle capacità transfrontaliere. L'UE prevede deroghe a tal proposito solo fino al 2025 e a condizioni molto severe. Nel rapporto dell'ACER sulla sorveglianza del mercato elettrico 2018 (ottobre 2019) 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 perdita economica, decisamente inferiore a quella registrata nel 2017 e negli anni precedenti, derivata alla Svizzera dall'utilizzo delle sue capacità di frontiera verso l'UE, stimata

a 40 invece che a 80-120 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. La diminuzione del 2018 deriva da un nuovo metodo di calcolo dell'ACER, che prende in considerazione il presunto effetto che maggiori capacità di frontiera hanno a favore di prezzi all'ingrosso più bassi grazie al market coupling.

Gli sviluppi della normativa UE, la quale interessa solo in parte la Svizzera, dovrebbero portare, nonostante alcuni aspetti positivi, maggiori congestioni sulla rete svizzera. Le norme influenzano infatti sia i flussi commerciali che i flussi fisici all'interno e all'esterno dell'UE, il che sovraccaricherà sempre più spesso la rete di Swissgrid. La ElCom e Swissgrid collaborano per quanto possibile con le autorità e i gestori delle reti di trasporto esteri nell'ambito dell'ottimizzazione delle capacità di frontiera. Non è escluso che Swissgrid debba a volte 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. La legislazione svizzera dà la priorità ad

alcune centrali di frontiera nell'attribuzione delle capacità transfrontaliere della rete di trasporto, ovvero attribuisce a titolo gratuito le capacità al di fuori delle aste.

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 e le autorità tedesche 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, in due sentenze esemplari, che è divenuto oggettivamente impossibile riconoscere una priorità senza la cooperazione con i gestori della rete di trasporto tedesca. Swissgrid, tuttavia, sarebbe tenuta al risarcimento dei danni soltanto se fosse corresponsabile del rifiuto da parte dei gestori della rete di trasporto tedesca di stipulare un contratto che rispetti le

priorità. Le conseguenze finanziarie dell'impossibilità di riconoscere una priorità sono valutate dalla ElCom nell'ambito di cinque procedimenti pendenti nell'anno in esame.

Dal 1° ottobre 2017 è in vigore una nuova disposizione sul riconoscimento delle priorità per le centrali elettriche di frontiera. Nel 2019 erano pendenti tre domande conformemente alla nuova disposizione in vigore. Nell'ambito di questo procedimento, la ElCom dovrà decidere come gestire in futuro le priorità previste dal diritto svizzero, ma fisicamente non attuabili alla frontiera tedesca a causa della mancanza di un accordo di cooperazione.

### 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. Nell'anno

in esame vi erano due merchant line al confine con l'Italia. La durata della deroga per una di queste linee è scaduta tuttavia il 26 settembre 2019. Per quanto riguarda l'altra linea, 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 pro-

pone la destinazione desiderata alla ElCom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'impiego 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 l'ampliamento della rete di trasporto. Poiché gli investimenti effettuati in passato nella rete di trasporto non hanno rag-

giunto 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. Conformemente all'accordo del 2018, sempre nello stesso anno Swissgrid ha chiesto di destinare il 35 per cento dei proventi da aste al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e il 65 per cento alla riduzione dei costi computabili.

Nell'anno in esame Swissgrid ha presentato una domanda per l'utilizzo dei proventi da

aste del 2020. basandosi sull'accordo di destinare il 45 per cento dei proventi al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e il 55 per cento alla riduzione dei costi computabili della rete. Sulla destinazione dei proventi da aste la ElCom ha statuito conformemente a quanto richiesto.

La Figura 18 indica come sono stati impiegati i proventi da aste realizzati ai confini svizzeri tra il 2015 e il 2019. Per il 2019 vengono riportati i dati previsionali, non essendo ancora disponibile il consuntivo al momento della chiusura redazionale.



Figura 18: Destinazione dei proventi da aste 2015-2019

## 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 UE, 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 potenza di regolazione primaria (FCR) e per l'imbalance netting (IN) sono già attive e vengono in parte adeguate. La piattaforma per la potenza di regolazione terziaria (RR/TERRE) è operativa dal 6 gennaio 2020. Le due rimanenti piattaforme per lo scambio di potenza di regolazione secondaria (aFRR, mFRR) sono ancora in una fase di sviluppo iniziale.

Il 27 giugno 2019 la cooperazione FCR (Frequency Containment Reserve) tra i gestori delle reti di trasporto di Svizzera, Belgio, Germania, Francia, Austria e Paesi Bassi ha intrapreso con successo un primo passo verso un nuovo design di mercato tramite aste D-2 giornaliere per la FCR. La cooperazione FCR è la prima cooperazione regionale che realizza un'armonizzazione del mercato secondo il metodo stabilito nella Guideline on Electricity Balancing (EBGL). La ElCom vi ha partecipato insieme ad altre autorità di regolazione e parti interessate. Questa cooperazione è incentrata sull'acquisto di potenza di regolazione primaria allo scopo di acquisire circa la metà delle capacità FCR nell'area sincrona europea di 50

hertz, ridurre i costi di acquisto nonché realizzare incentivi per l'ingresso di nuovi fornitori e nuove tecnologie di potenza di regolazione.

In questo ambito è stato sviluppato un complesso algoritmo di allocazione che tiene conto delle varie zone di prezzo e delle condizioni accessorie, introduce un sistema di prezzi marginali (marginal pricing) e riduce la durata del prodotto da una settimana a un giorno. È probabile che nel luglio 2020 saranno introdotti intervalli temporali di quattro ore per i prodotti. In futuro il momento della chiusura del mercato si avvicinerà ancora di più al tempo reale.

Per la partecipazione della Svizzera a queste ultime tre piattaforme per RR/TERRE, aFRR e mFRR sussiste una riserva giuridica da parte dell'UE: la Commissione europea deciderà in merito 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, seguita 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

Si è conclusa ed è entrata in vigore una serie di revisioni di testi legislativi di ampia portata in seno all'Unione europea. Tali revisioni sono state avviate alla fine del 2016, sulla scia dell'accordo di Parigi sul clima, e recano il titolo «Energia pulita per tutti gli europei». Uno dei loro obiettivi è l'integrazione e il rafforzamento del mercato interno dell'elettricità nel periodo 2020-2030/2035.

Questo «Clean Energy Package (CEP)» dell'UE vuole essere uno strumento a favore dei consumatori, della svolta energetica e della sicurezza di approvvigionamento. Esso ha un influsso sull'organizzazione del mercato interno dell'elettricità. Ciò vale in particolare per il nuovo regolamento (UE) 2019/943 (in precedenza n. 714/2009), pubblicato nel giugno 2019 e valido dal 1° gennaio 2020, per la direttiva 2019/944 (in precedenza 2009/72) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, nonché per il nuovo regolamento (UE) 2019/942 (in precedenza n. 713/2009) che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e per il nuovo regolamento 2019/941 (in precedenza direttiva 2005/89/CE) sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica.

I nuovi testi legislativi rafforzano l'integrazione del mercato interno dell'elettricità, che è stata intensificata nell'UE già dal 2009. Inoltre vengono valorizzati i centri regionali di coordinamento, che dovranno diventare operativi entro luglio 2022. Questi centri, conosciuti anche con l'acronimo RCC (Regional Coordination Centers), devono essere di sostegno a un sistema elettrico sicuro, affidabile

ed efficiente, nonché calcolare le capacità e svolgere analisi della sicurezza. Gli RCC sostituiranno gli attuali RSC (Regional Security Coordinators), nell'ambito dei quali Swissgrid è attualmente membro di TSCNet Services. Nel 2020 verranno stabilite le modalità di passaggio dagli RSC agli RCC.

Inoltre, dal 1° luglio 2021, la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili sostituirà la direttiva 2009/28/CE attualmente in vigore. Questa nuova direttiva 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 CO<sub>2</sub> entro il 2030 e, successivamente, entro il 2050.

Tutti questi testi legislativi, la cui attuazione all'interno dell'UE è già iniziata nel 2019, prevedono periodi transitori piuttosto brevi, affinché sia possibile concretizzare gli impulsi previsti tra il 2020 e il 2021. Essi vanno probabilmente a toccare anche la conclusione di un accordo bilaterale sull'energia elettrica fra la Svizzera e l'UE, rimasto congelato anche nell'anno in esame. L'UE incoraggia gli Stati membri, ma anche i Paesi terzi, ad accelerare la svolta ecologica e quella energetica anche mediante riforme di mercato.

Dalle elezioni europee del maggio 2019, lo sviluppo sul lungo termine di un nuovo assetto dell'economia e della società in Europa è diventato ancora più fondamentale e importante. Il nuovo Parlamento europeo, il nuovo Consiglio e la nuova Commissione UE auspicano con Ursula von der Leyen una maggiore

efficacia della politica energetica e climatica. Per questo, nel dicembre 2019, è stato presentato un «European Green Deal», che l'UE considera una strategia di crescita verso la neutralità climatica entro il 2050 e che sosterrà altri sviluppi politici e legislativi del 2020. Parallelamente gli Stati dell'UE devono presentare piani energetici e climatici che contengano riforme coerenti dei propri mercati energetici nazionali. D'altro canto, sono attese iniziative a livello legislativo e regolatorio, atte a ottimizzare l'accoppiamento dei settori del gas e dell'elettricità e le loro sinergie.

Il 31 dicembre 2019 si è concluso il mandato del primo direttore dell'ACER Alberto Pototschnig. Il suo successore, Christian Zinglensen, assumerà il suo nuovo mandato dal 1° gennaio 2020 per un periodo di cinque anni. Nell'«ACER Electricity Working Group» e nei suoi sottogruppi la ElCom ha lo status di osservatore. In questi gruppi, come pure nei gruppi regionali incaricati dell'attuazione dei Network Codes dell'UE, la ElCom coordina e rappresenta per quanto possibile gli interessi della Svizzera, benché non partecipi a progetti come il Single Intraday Coupling (SIDC). Questa collaborazione è di primaria importanza dal punto di vista della sicurezza della rete svizzera.

Dal 2012 la ElCom ha lo status di osservatore in seno al Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER). Il CEER e l'ACER hanno come obiettivi, da una parte, il rafforzamento del ruolo dei regolatori e, dall'altra, il sostegno all'attuazione della legislazione dell'UE per i settori del gas e dell'elettricità, per lo «European Green Deal», come pure per l'accoppiamento dei settori complementari delle energie derivanti dal gas e dall'elettricità e la decarbonizzazione a

lungo termine dell'economia europea. In questo contesto, nel novembre 2019 l'ACER e il CEER hanno pubblicato congiuntamente il «Bridge Beyond 2025 Conclusions Paper».

Nel frattempo, il CEER prosegue la sua strategia 2019-2021, i cui elementi principali sono la promozione della digitalizzazione, la decarbonizzazione e la regolamentazione dinamica del settore del gas e dell'elettricità a vantaggio dei consumatori.

Poiché la Brexit è stata posticipata dal 20 marzo 2019 al 31 gennaio 2020 e le future relazioni tra l'UE e il Regno Unito sono oggetto di negoziati durante il periodo transitorio fino al 31 dicembre 2020, l'Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), il regolatore britannico, ha ottenuto uno status provvisorio all'interno del CEER fino al 31 dicembre 2020. Pertanto il Regno Unito, malgrado le incertezze provocate dalla Brexit, potrà continuare ad essere considerato un membro a tutti gli effetti.

Nel 2019, insieme all'UFE e a Swissgrid, la ElCom ha partecipato ai lavori del Forum pentalaterale dell'energia (Pentalateral Energy Forum - PLEF), intesi garantire la sicurezza della rete in inverno e la distribuzione dei costi di ri-dispacciamento. La Commissione 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 2019 è stata dedicata alla sfida rappresentata dall'integrazione del mercato interno dell'energia. La ElCom non ha partecipato ai lavori nell'ambito della collaborazione con l'«OECD Network of Economic Regulators» (NER).

## 7 Prospettive future

La legislazione in materia di approvvigionamento energetico ed elettrico è soggetta a continui cambiamenti. Ciò significa che per la ElCom si pongono nuovamente questioni giuridiche già chiarite nel corso di lunghi procedimenti giudiziari e che, in alcuni casi, iniziano nuovi procedimenti, come ad esempio nell'ambito della priorità delle forniture dalle centrali di frontiera o della remunerazione per la ripresa di elettricità nella rete. Pertanto è importante che le disposizioni transitorie disciplinino in maniera inequivocabile quali norme si applicano nei vari casi.

Nel contesto della liberalizzazione del mercato del gas, l'Ufficio federale dell'energia ha avviato nell'autunno del 2019 una procedura di consultazione in merito a una legge sull'approvvigionamento di gas. Il progetto in consultazione prevede che la ElCom sia rinominata «Commissione federale dell'energia» e che tra i suoi compiti vi sia anche la vigilanza sul rispetto di detta legge. La ElCom ha pubblicato il suo parere in merito al progetto in consultazione sul suo sito Internet. La Commissione ritiene sia giusto garantire la coerenza nell'ambito dell'approvvigionamento di elettricità ed è d'accordo di ricevere la competenza di vigilare sulla sicurezza dell'approvvigionamento anche nel settore del gas.

Un aspetto importante nel 2020 sarà il controllo dell'attuazione dell'Istruzione 2/2019

sull'eliminazione delle differenze di copertura. La ElCom ha già fatto presente che tali differenze dovranno essere eliminate entro tre anni. Ha inoltre ribadito che non sono ammessi deficit di copertura allo scopo di costituire riserve e che le differenze di copertura non devono essere utilizzate come strumento di finanziamento. La valutazione dei dati della contabilità analitica presentati alla ElCom dai gestori di rete fino al 31 agosto 2019 ha evidenziato che non tutti i gestori hanno dato seguito alla richiesta di eliminazione delle differenze formulata dalla Commissione. Pertanto nei prossimi mesi si procederà a nuove verifiche.

Per quanto concerne le norme sulle operazioni di interconnessione, nel 2020 avranno luogo negoziati per tenere conto della sicurezza della rete in Svizzera nel contesto internazionale (accordo SAFA). I negoziati riguardano il calcolo e la determinazione delle capacità di importazione e di esportazione, ai quali sono legati anche il coordinamento e il finanziamento delle misure di ridispacciamento.

Inoltre, sempre nel 2020, saranno delineati i parametri di base del design del mercato dell'energia elettrica nel quadro della revisione della LEn e della LAEl. Da questi lavori dovranno risultare incentivi per il mantenimento di un'adeguata produzione interna (invernale), che la ElCom chiede già da molti anni.



## 8 La ElCom



*La Commissione, da sinistra a destra: Carlo Schmid-Sutter (presidente), Christian Brunner, Laurianne Altwegg (vicepresidente), Dario Marty, Sita Mazumder, Matthias Finger, Andreas Stöckli*

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, vigila affinché l'infrastruttura di rete continui ad essere mantenuta efficiente e, 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.

**Numero di gestori di rete:** circa 630

**Numero di livelli di rete:** 7

**Chilometri di reti elettriche:**

livello di rete 1 – circa 6'650 km | livello di rete 3 – circa 8'700 km | livello di rete 5 – circa 45'000 km | livello di rete 7 – circa 145'000 km (linee aeree e cavi interrati, inclusi gli allacciamenti domestici)

**Transformatori:** livello di rete 2 – 145 | livello di rete 4 – 1'143 | livello di rete 6 – circa 59'000 (inclusi trasformatori su palo)

**Fatturato totale da corrispettivi per l'utilizzazione della rete:**

3.5 miliardi di franchi

**Investimenti annui:** circa 1,4 miliardi di franchi

**Consumo annuo di energia elettrica:** 58 TWh

**Produzione:** 68 TWh

**Importazione di energia elettrica:** 31 TWh

**Esportazione di energia elettrica:** 33 TWh

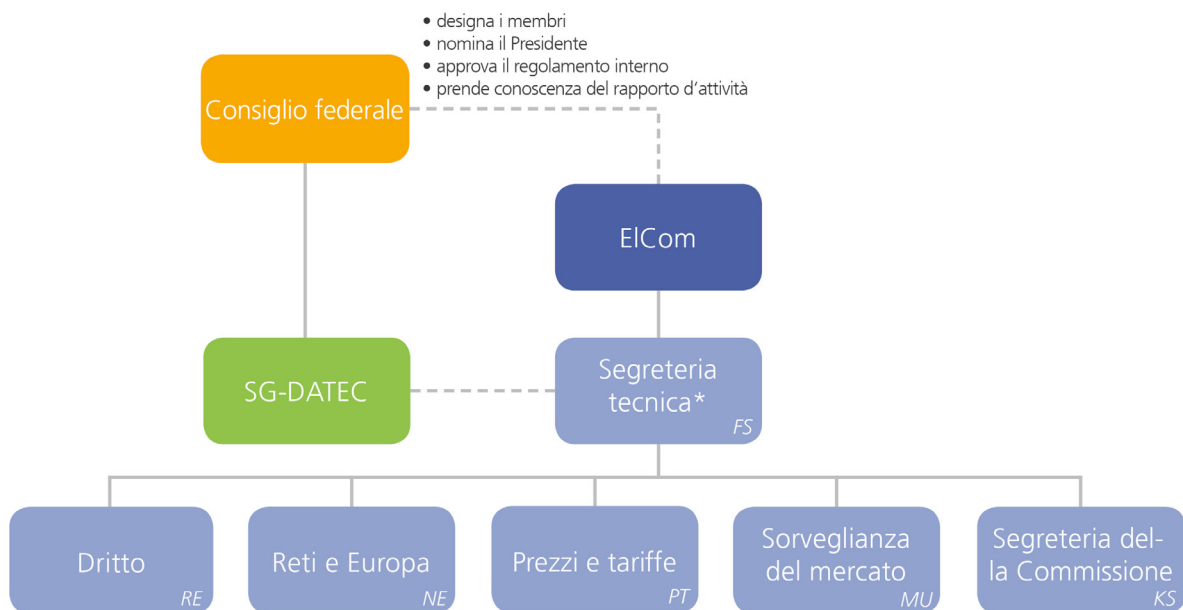
La Commissione dispone di ampie competenze per svolgere in particolare le seguenti funzioni:

- 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 19: 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

#### Vicepresidente:

- Laurianne Altwegg (dal 2015): lic. en science politique, responsable dei dossier energia, ambiente e agricoltura presso la Federazione romanda dei consumatori FRC

### **Membri:**

- Christian Brunner (dal 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ex direttore della Business Unit Reti di Alpiq
- Matthias Finger (dal 2007): Dr. en science politique, professore delle industrie in rete presso il Politecnico federale di Losanna PFL
- Dario Marty (dal 2018): Dipl. El. Ing., ex direttore dell'ESTI
- Sita Mazumder (dal 2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della scuola universitaria di Lucerna
- Andreas Stöckli (dal 2019): Dr. iur., avvocato, professore di diritto costituzionale e amministrativo all'Università di Friburgo

### **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
- Andreas Stöckli

#### *Diritto*

- Andreas Stöckli (direzione)
- Lauriane Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

#### *Reti e sicurezza di approvvigionamento*

- Dario Marty (direzione)
- Lauriane Altwegg
- Christian Brunner
- Matthias Finger

#### *Relazioni internazionali*

- Christian Brunner (direzione)
- Matthias Finger
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

#### *Sorveglianza del mercato*

- Matthias Finger (direzione)
- Christian Brunner
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

### **Dimissioni e nuove nomine**

Nell'anno in rassegna il presidente della ElCom, Carlo Schmid-Sutter, in carica da molti anni, ha annunciato le proprie dimissioni per la fine del 2019. Carlo Schmid-Sutter ha presieduto la Commissione da quando è stata istituita nel 2007. Le sue dimissioni sono dovute alla limitazione della durata massima del mandato. Il Consiglio federale ha nominato Werner Luginbühl quale suo successore. Luginbühl, che è stato per lungo tempo consigliere di Stato e consigliere agli Stati, entrerà in carica il 1° marzo 2020.

Insieme a Schmid-Sutter, hanno annunciato le proprie dimissioni Matthias Finger e Christian Brunner. Anche Matthias Finger, professore al PFL, è stato membro della Commissione sin dalla sua istituzione nel 2007. Il Consiglio federale ha nominato alla sua successione Katia Delbiaggio, professoressa di economia politica presso la Scuola universitaria professionale di Lucerna, il cui mandato alla ElCom inizierà il 1° gennaio 2020.

Christian Brunner, ingegnere elettrotecnico PFZ e membro della ElCom dal 2014, lascerà la Commissione alla fine di giugno 2020. Il Consiglio federale ha nominato quale suo successore Felix Vontobel. Vontobel, anch'egli ingegnere elettrotecnico, lavora dal 1987 presso Repower AG ed entrerà in servizio il 1° luglio 2020.

### **Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche**

Durante l'anno in esame siedono alla ElCom cinque uomini e due donne, equivalenti a una quota femminile del 29 per cento. Inoltre, sono rappresentate le seguenti regioni linguistiche: area germanofona (cinque persone) e area francofona (due persone).

### 8.1.2 Fachsekretariat

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 31.12.2019 la Segreteria tecnica contava 44 collaboratori (inclusi tre stagisti) a tempo pieno o parziale, pari a 38,9

unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalents, FTE»). Fra i collaboratori si contano 27 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: 37 collaboratori

Nell'anno in esame Stefan Burri, da diversi anni a capo della Sezione Prezzi e tariffe, è venuto a mancare improvvisamente mentre si trovava sulle piste da sci. La Segreteria tecnica ha perso un economista estremamente intelligente, un capo leale e disponibile e un collega che si faceva voler bene da tutti.



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

Renato Tami  
lic. iur., avvocato e notaio



**Sezione Reti e Europa  
(8 collaboratori)**

Michael Bhend  
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss  
Dr. oec. publ.



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

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



**Sezione Diritto  
(11 collaboratori)**

Nicole Zeller  
lic. iur., avvocato



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

Simon Witschi  
M.A.

## 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'approvvigi-

onamento 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 2019

Il 15 novembre 2019, al Kongresszentrum di Basilea, si è svolta la decima edizione del Forum ElCom. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e partecipando a dibattiti sul tema del decimo anniversario della regolazione del mercato elettrico. Relatori di alto livello provenienti dalle aziende elettriche, dall'am-

ministrazione e dal mondo scientifico hanno fatto il punto della situazione in merito alla regolazione del settore elettrico in Svizzera e dibattuto delle future grandi sfide.

Il Forum ElCom 2020 si terrà il 13 novembre 2020 al Kultur- und Kongresszentrum di Lucerna.

### Eventi informativi per i gestori di rete

Anche nella primavera del 2019 la ElCom ha organizzato complessivamente sei eventi informativi in diverse località della Svizzera. I principali temi trattati sono stati la tariffazione, la cibersicurezza, i prezzi del mercato dell'energia elettrica e le novità concernenti la

politica energetica dell'UFE. Circa 600 persone hanno partecipato alle manifestazioni. 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 del mercato, in-

centrato questa volta sugli attuali sviluppi della sorveglianza dei mercati all'ingrosso di energia in Svizzera e in Europa.



## 9 Appendice

### 9.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2019 alla ElCom sono pervenute complessivamente 228 nuove pratiche. Di esse, nel corso dell'anno in rassegna ne sono state evase già 117 – il che equivale, rispetto all'anno di ricezione, a un rapporto del 51 per cento. Le pratiche chiuse nel 2019 sono state in tutto 314. Nel 2019 è quindi stato possibile ridurre nuovamente in modo massiccio gli arretrati degli anni precedenti, in particolare del 2017. Le cosiddette «richieste semplici» sono richieste 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 2019 sono pervenute in tutto 408 richieste semplici che, ad eccezione di 14 di esse, sono state evase completamente (97 per cento). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 131 decisioni, molte delle quali in relazione a domande di potenziamento della rete.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti	Ricezione 2019	Evasi nel 2019	Riporto al 2020
Reclami specifici legati alle tariffe	21	27	40	8
Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica	16	0	16	0
Potenziamenti della rete	68	91	138	21
Casi rimanenti	92	110	120	82
<b>Totale</b>	<b>197</b>	<b>228</b>	<b>314</b>	<b>111</b>
Richieste semplici	9	408	403	14
<b>Totale incl. richieste semplici</b>	<b>206</b>	<b>636</b>	<b>717</b>	<b>125</b>

Tabella 8: Statistica di esercizio 2019 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

08.03.2019	Potenziamenti della rete
27.03.2019	Differenze di copertura
27.03.2019	Produzione WACC

### Comunicazioni

16.04.2019	Tariffe per i consumatori fissi finali
29.05.2019	Modifiche nell'ambito della metrologia a partire dal 1° giugno 2019
18.06.2019	Aggiornamento domande e risposte sulla Strategia energetica 2050
26.06.2019	Scheda informativa degli obblighi per i produttori
19.12.2019	Consultazione ElCom LApGas

### Rapporti e studi

02.04.2019	Cyber-Sicherheit 2019 – Rapporto della ElCom (in tedesco)
21.05.2019	Trasparenza del mercato elettrico 2018 – Rapporto della ElCom
05.08.2019	Abschlussbericht Arbeitsgruppe Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität (in tedesco)
06.06.2019	Rapporto d'attività della ElCom 2019 (2018?)
27.08.2019	Potenza di regolazione ed energia di regolazione 2018 – Rapporto della ElCom



## 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
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie; Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia
CEP	Clean Energy Package
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
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.
EPEX	European Power Exchange
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
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
IDM	Index Intraday Market / Intraday Market Index Svizzera

Impianto FV	Impianto fotovoltaico
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
LAEl	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 pentilaterale 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;
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 remunerazione per l'immissione di elettricità
STOR	Suspicious Trading and Order Report
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](mailto:info@elcom.admin.ch) · [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)