



Rapporto d'attività della ElCom 2022



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

Ralf Melchert (pag. 1, 96)
KEYSTONE - Anthony Anex (pag. 6)
ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (pag. 11, 13, 35, 83, 87)
Lukas Bieri, Pixabay (pag. 47)
Repower AG (pag. 59)
iStock (pag. 71)

Tiratura

D: 40, F: 20, I: 10, E: 10

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2023



Indice

1	Prefazione del presidente	6
2	Intervista con il direttore	10
3	Il mercato svizzero dell'energia elettrica	13
3.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri	13
3.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	15
3.3	Servizio universale, approvvigionamento sostitutivo e consumo proprio	17
3.4	Tariffe della rete di trasporto	17
3.5	Tariffe della rete di distribuzione	18
3.5.1	Forti aumenti delle tariffe nel 2023	18
3.5.2	Tariffe comunali medie in Svizzera per l'anno tariffario 2023	20
3.5.3	Attività della ElCom in relazione all'aumento delle tariffe dell'energia elettrica 2023	24
3.5.4	Struttura tariffaria in generale	26
3.6	Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con EDES	27
3.7	Verifiche relative alle tariffe	28
3.7.1	Riduzione delle coperture insufficienti quale fattore di rischio per potenziali aumenti tariffari	28
3.7.2	Verifiche delle tariffe di rete	28
3.7.3	Verifiche delle tariffe dell'energia	29
3.8	Utile nella distribuzione: regola dei 75 o 60 franchi	30
3.9	Regolazione Sunshine	31
3.10	Metrologia	31
3.11	Disgiunzione	32
3.12	Remunerazione per la ripresa di energia	33
4	Sorveglianza del mercato	35
4.1	Andamento straordinario dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2022	35
4.2	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	36
4.3	Sorveglianza del mercato nel 2022 in cifre	38
4.4	Misure adottate in Svizzera: LAiSE, decisione ElCom, LVTE	39
4.5	Provvedimenti dell'UE per la riduzione dei prezzi dell'energia	40
4.6	Strategie di hedging e fabbisogno di liquidità per il piano di salvataggio	42
4.7	Analisi del sondaggio svolto dalla CRE	43
4.8	Monitoraggio degli spread dei prodotti invernali	45
5	Sicurezza di approvvigionamento	47
5.1	Introduzione	47
5.2	Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento	47
5.2.1	Analisi retrospettiva dell'inverno 2021/2022	48
5.2.2	Eventi di rilievo nel corso dell'anno	48
5.2.3	Situazione nell'inverno 2022/2023	49
5.3	Riserva invernale	50
5.3.1	Riserva di energia idroelettrica	50
5.3.2	Riserve complementari	50
5.4	Flussi non programmati	51
5.5	Cybersicurezza	52
5.6	Qualità dell'approvvigionamento	53
5.6.1	Disponibilità della rete	53
5.6.2	Capacità d'importazione	53
5.6.3	Capacità d'esportazione	54
5.6.4	Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati	55
5.7	Prestazioni di servizio relative al sistema	56
5.8	Esecuzione della riduzione manuale del carico e adeguamenti del prelievo a monte	58

6	Le reti	59
6.1	Dati e cifre delle reti elettriche svizzere	59
6.2	Ampliamento e pianificazione della rete.....	64
6.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto	64
6.2.2	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di distribuzione.....	65
6.2.3	Partecipazione alle procedure PSE e PAP	66
6.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete	66
6.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	66
6.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione	67
6.3.3	Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete	67
6.4	Potenziamenti della rete.....	68
7	Affari internazionali	71
7.1	Premessa	71
7.2	Gestione delle congestioni	72
7.3	Merchant Line	73
7.4	Proventi da aste.....	74
7.5	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	75
7.6	Organismi internazionali	76
8	Prospettive future	80
9	La ElCom	83
9.1	Organizzazione e risorse umane	85
9.1.1	Commissione	85
9.1.2	Segreteria tecnica.....	86
9.2	Finanze	87
9.3	Manifestazioni	88
10	Appendice	89
10.1	Statistica di esercizio.....	89
10.2	Statistica delle riunioni.....	89
10.3	Pubblicazioni.....	90
10.4	Glossario	91

1 Prefazione del presidente



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

Sicurezza dell'approvvigionamento

Le conseguenze dell'invasione russa in Ucraina nel febbraio 2022 hanno provocato in Europa una crisi energetica senza precedenti. Se per decenni la disponibilità di energia elettrica in Svizzera non è mai stata messa in forse, in quanto data per scontata, nel 2022 si è dovuto far fronte a una situazione nuova: la «carenza di energia elettrica».

Va quindi da sé che per la ElCom sia stato un anno estremamente impegnativo. La guerra, la situazione di insicurezza dell'approvvigionamento dovuta alla dipendenza dal gas russo, la scarsa disponibilità delle centrali nucleari francesi, la siccità estiva e i prezzi del commercio all'ingrosso straordinariamente elevati hanno generato un clima di profonda incertezza nell'ambito dell'approvvigionamento elettrico e si sono inevitabilmente imposti come temi chiave dell'anno in esame. A questo quadro si è aggiunta la preoccupante situazione della liquidità di Alpiq nel dicembre 2021 e di Axpo pochi mesi dopo,

che ha reso necessario l'intervento della Confederazione con un piano di salvataggio.

Nella sua veste di autorità di sorveglianza e regolazione indipendente, quest'anno la ElCom ha assunto un importante ruolo specialistico e ha collaborato intensamente con le rispettive autorità per l'adozione di una serie di provvedimenti volti a garantire l'approvvigionamento in Svizzera, tra cui un «piano di salvataggio» (LAISE) e la riserva invernale. La Commissione ha svolto inoltre un'importante attività di comunicazione concernente la crisi energetica e il relativo contesto, la situazione di penuria che si sarebbe potuta creare e i diversi provvedimenti atti a contrastarla. Ciò è risultato evidente dal forte aumento del numero di domande trasmesse dai media e dai cittadini. Con una certa soddisfazione si può osservare che in tempi brevissimi e con il massimo impegno sono state predisposte e attuate misure che, in assenza di importazioni di elettricità, avrebbero notevolmente ridotto il rischio di una situazione di penuria in Svizzera.

Nonostante le critiche per una reazione considerata eccessiva, va sottolineato che queste misure di sicurezza dell'approvvigionamento hanno rappresentato una sorta di «garanzia». L'inverno 2022/2023 in Svizzera è trascorso senza problemi soprattutto perché l'Europa è riuscita in maniera sorprendentemente rapida a sostituire il gas proveniente dalla Russia con altre fonti energetiche. Infatti, la revisione di circa 50 centrali nucleari francesi, annunciata in primavera, è stata attuata più celermente del previsto, si è registrata una buona disponibilità delle centrali svizzere e, soprattutto, le condizioni meteorologiche sono risultate insolitamente positive. Nell'estate 2022 tutte queste condizioni non erano per nulla prevedibili.

Il gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento, presieduto dalla ElCom e composto da rappresentanti di UFE, UFAE, AEP, OSTRAL, Swissgrid, IFSN e dei Cantoni, si è riunito per la prima volta nel corso dell'estate, ha sorvegliato la situazione dell'approvvigionamento e ha elaborato proposte per misure immediate. Al fine di potenziare l'approvvigionamento energetico in vista dell'inverno sono state decise svariate misure, tra cui la costituzione di una riserva di energia idroelettrica, la costruzione di una centrale di riserva a Birr (AG), la messa in servizio di centrali a gas esistenti, la garanzia contrattuale di gruppi elettrogeni di emergenza, l'aumento temporaneo delle capacità nella rete di trasporto e la riduzione dei deflussi residuali.

A seguito degli sviluppi registrati all'inizio dell'anno e per far fronte a ulteriori richieste di sostegno finanziario da parte del settore elettrico, nella primavera 2022 è stato deciso di avviare i lavori preliminari per un piano di salvataggio e una legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAISE). Il 30 settembre 2022 il relativo progetto è stato approvato dal Consiglio federale; con la richiesta di Axpo AG di un sostegno finanziario alla Confederazione, la LAiSE è entrata in vigore il 1° ottobre 2022.

In veste di autorità specialistica, la ElCom determina quali sono le aziende di rilevanza sistemica del settore elettrico svizzero. Inoltre, secondo l'articolo 19 capoverso 2 LAiSE analizza e sorveglia documenti e informazioni sulle operazioni commerciali concluse nel settore dell'energia, come pure una descrizione degli sviluppi di mercato o in seguito ai quali l'impresa di rilevanza sistemica potrebbe necessitare di ulteriore liquidità. Dal momento della presentazione della richiesta di mutuo, la ElCom monitora inoltre il fabbisogno di liquidità dell'impresa in questione. Il reporting interno previsto dalla LAiSE avrà inizio nel 2023.

Sorveglianza del mercato

Nel dicembre 2022 il Consiglio federale ha posto in consultazione la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE). L'attuale crisi energetica ha dimostrato l'importanza di rafforzare la vigilanza e la trasparenza nei mercati all'ingrosso dell'energia al fine di consolidare la fiducia nella loro integrità.

Il progetto di legge impone agli operatori di mercato determinati obblighi: l'obbligo di registrazione presso l'autorità di vigilanza e l'obbligo di trasmettere le informazioni necessarie per la vigilanza sul mercato (p. es. riguardanti le transazioni e le offerte commerciali di prodotti energetici all'ingrosso). In tal modo vengono attuati gli obblighi di informazione in materia di informazioni fornite da insider previsti dalla normativa europea REMIT. Inoltre, la LVTE vieta i comportamenti con effetti distorsivi sul mercato, quali la manipolazione del mercato e l'insider trading.

Prezzi e tariffe

Gli elevati prezzi del commercio all'ingrosso nel primo semestre e nei mesi estivi hanno posto numerose aziende di approvvigionamento elettrico (AAE) di fronte a grandi sfide. Di conseguenza temi quali la strategia d'acquisto e la gestione dei rischi nell'ambito degli acquisti sono diventati prioritari per

molte imprese, come pure per la politica. Non in tutti i casi le AAE sono riuscite a livellare questi prezzi elevati attraverso acquisti strutturati in diverse tranche differite nel tempo.

In taluni casi i prezzi per la clientela sia sul mercato libero che nel servizio universale sono letteralmente esplosi. Di conseguenza la ElCom ha ricevuto numerose domande da parte della cittadinanza che hanno occupato totalmente la Segreteria tecnica per settimane. Tuttavia, né l'approvazione delle tariffe né le tariffe del libero mercato sono di competenza della ElCom. La Commissione sorveglia nei casi sospetti i prezzi e le tariffe per l'utilizzazione della rete e nel caso concreto verifica se i costi imputati alla base delle tariffe siano o meno computabili e se il loro ammontare risulti giustificato; infine può disporre riduzioni o vietare aumenti.

Rispondere alle numerose domande è stato un compito molto impegnativo per il personale della Commissione, non solo per il loro numero, ma soprattutto per i tanti destini individuali dietro a queste richieste: un'osteria che dopo due anni di restrizioni dovute al coronavirus teme di dover chiudere oppure privati che non sanno più come pagare le bollette dell'elettricità e del gas. Spesso, per rispondere alle numerose richieste, oltre all'efficienza, è servita anche una buona dose di empatia.

Nonostante il moltiplicarsi delle sfide è stato possibile portare avanti, e in taluni casi, concludere, importanti progetti operativi: con il collegamento al portale eGovernment del DATEC, la ElCom ha portato a termine il progetto EDES che consiste nella sostituzione completa dell'infrastruttura informatica per il rilevamento dei dati dei 600 gestori di rete. Inoltre, è proseguita la campagna concernente le coperture insufficienti, ossia i costi non ancora calcolati nelle tariffe, o calcola-

ti in modo insufficiente, che non solo comportano il rischio latente per i clienti finali di aumenti tariffari, ma anche di una remunerazione con il WACC a scapito dei clienti finali stessi. Nell'ambito delle verifiche relative a queste coperture insufficienti, in autunno sono stati avviati 70 procedimenti. Fino a fine 2022, attraverso questa campagna la ElCom ha ridotto il rischio di futuri aumenti tariffari derivanti dalle coperture insufficienti per complessivamente un miliardo di franchi.

Indipendentemente dall'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato, la ElCom verifica periodicamente la regola applicata per la valutazione dell'adeguatezza dei costi e dell'utile nella distribuzione di energia ai consumatori finali in regime di servizio universale. A partire dall'inizio del 2024, il valore soglia applicato in questa valutazione verrà ridotto da 75 a 60 franchi per destinatario di fattura. Ciò non significa tuttavia che i gestori della rete di distribuzione debbano tassativamente dichiarare costi inferiori a 60 franchi. Se i costi di un gestore della rete di distribuzione superano tale soglia, la ElCom ne verifica la computabilità. Pertanto l'importo di 60 franchi rappresenta semplicemente un criterio per un ulteriore accertamento da parte della Commissione. La riduzione effettiva riguarda la soglia massima dei costi: se anche dopo la verifica dei costi la somma di costi amministrativi e di distribuzione nonché dell'utile supera i 100 franchi, questo importo è applicato come soglia massima dei costi (in precedenza tale importo era di 120 franchi).

Procedimenti

Nell'anno in esame, la ElCom ha dovuto affrontare per la prima volta, nell'ambito di una decisione, la questione della possibilità di «rientrare» nel servizio universale in seguito all'acquisizione di un'azienda. La Commissione ha inoltre emanato una prima decisione

circa l'ammissibilità di un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP) e del relativo diritto al servizio universale. Per una valutazione globale della sicurezza dell'approvvigionamento, sono stati richiesti per la prima volta, mediante decisione, alle tre principali aziende di approvvigionamento energetico della Svizzera i contratti standard stipulati riguardanti il commercio all'ingrosso dell'energia elettrica aventi come luogo di fornitura la Svizzera e una durata della stessa di almeno un mese. Nell'ambito di un procedimento concernente le misure da adottare in caso di rischio per l'esercizio stabile della rete di trasporto, grazie a diversi colloqui sotto la supervisione della Segreteria tecnica della ElCom le parti sono giunte a un accordo che disciplina in modo globale l'attuazione di queste misure. Di conseguenza il procedimento è stato stralciato.

Personale

Il 1° settembre 2022 il Consiglio federale ha nominato Jürg Rauchenstein, Dipl. Ing ETH, nuovo membro della ElCom. Jürg Rauchenstein prende il posto di Dario Marty, ex direttore dell'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte ESTI, che ha fatto parte della Commissione dal 2018 e ha diretto il Comitato Reti e sicurezza dell'approvvigionamento. Un sentito ringraziamento a Dario Marty per il suo impegno a favore della Commissione.



Werner Luginbühl

Presidente della ElCom

2 Intervista con il direttore

La volatilità dei prezzi sul mercato e gli aumenti tariffari, in alcuni casi consistenti, hanno condotto lo scorso anno a nuove discussioni su questioni di fondo relative al design di mercato e alla regolazione.

Un andamento dei prezzi come quello degli ultimi due anni non era mai stato registrato sul mercato prima d'ora. Il mercato è in grado di «autoregolarsi» oppure è necessario un intervento esterno? E quali sono i limiti della regolazione?

Effettivamente a partire dall'autunno 2021 l'andamento dei prezzi di mercato è stato straordinario – non soltanto per gli aumenti registrati, ma anche per la volatilità. In particolare, i picchi di prezzo sul mercato a termine ad agosto 2022 sono stati talmente estremi da minacciare la stabilità dell'intero sistema. Nel contesto della forte riduzione delle forniture di gas dalla Russia verso l'Europa, i prezzi del gas e dell'elettricità includevano supplementi di rischio molto elevati, i quali riflettevano le crescenti incertezze circa la capacità di approvvigionamento. Tuttavia, in questa situazione intervenire fissando un limite massimo dei prezzi nel commercio all'ingrosso avrebbe destabilizzato ulteriormente i mercati, spingendo inoltre la domanda oltre l'offerta. Finché la concorrenza funziona, i meccanismi di prezzo e di mercato possono contribuire alla stabilità dell'approvvigionamento anche in situazioni critiche.

Il mercato elettrico necessita di una riorganizzazione radicale? Alla ElCom servono ulteriori competenze per poter effettuare interventi correttivi sul mercato?

In Europa si stanno effettivamente discutendo possibili adeguamenti della struttura del mercato dell'energia elettrica. Occorre tuttavia tenere conto del fatto che gli sviluppi del 2022 sono stati straordinari e derivano da una situazione di reale crisi. Ciononostante, il mercato elettrico ha dimostrato una sorprendente resilienza. A mio avviso non è necessaria una ridefinizione totale dei meccanismi del com-

mercio all'ingrosso dell'energia elettrica. Tuttavia, a prescindere da ciò, considerato il suo collegamento fisico ed economico con il mercato elettrico europeo, la Svizzera è interessata dalle discussioni nell'UE e, inoltre, deve recuperare terreno per quanto riguarda la vigilanza sul commercio all'ingrosso di energia. Serve più trasparenza, in particolare nelle fasi caratterizzate da picchi di prezzo estremi e dai conseguenti rischi sistemici nonché dal maggiore rischio di manipolazioni del mercato. Con la LVTE il Consiglio federale ha avviato l'iter per una normativa in tal senso.

Ha ancora senso un'apertura totale del mercato?

Si potrebbe anche ribaltare la prospettiva e chiedersi quanto sia utile ai consumatori l'attuale servizio universale. Molti gestori della rete di distribuzione (GRD) presentano una produzione propria ridotta o addirittura nulla: anch'essi, insieme ai propri clienti, sono pertanto completamente in balia del mercato – il che per il 2023 si traduce talora in forti aumenti delle tariffe del servizio universale. Nel contempo sono aumentate a dismisura le differenze tariffarie in Svizzera: le tariffe dell'energia elettrica per le economie domestiche oscillano tra i 9 e i 71 ct./kWh. Differenze di questa portata nell'ambito dell'approvvigionamento regolato sono difficili da comunicare. Inoltre la legge lascia ai GRD un determinato margine di manovra nell'attribuire in via prioritaria al servizio universale la propria produzione di energia rinnovabile ai costi di produzione. Ciò significa che, in molti casi per i consumatori in regime di servizio universale l'eventuale disponibilità del GRD di produzione propria costituisce solo in parte una garanzia a difesa di prezzi elevati del commercio all'ingrosso.

I clienti in regime di servizio universale non dovrebbero essere maggiormente protetti dalle oscillazioni dei prezzi di mercato?

L'attuale quadro normativo in cui è inserito il servizio universale non è strutturato per proteggere esplicitamente i consumatori dalle oscillazioni dei prezzi di mercato. Nella prassi, il grado di copertura dei prezzi dipende essenzialmente dal portafoglio elettrico e dalla strategia d'acquisto del GRD.



Urs Meister
Geschäftsführer der ElCom

« L'attuale quadro normativo in cui è inserito il servizio universale non è strutturato per proteggere esplicitamente i consumatori dalle oscillazioni dei prezzi di mercato. »

In linea di principio, un GRD potrebbe mitigare gli sbalzi dei prezzi aumentando la quota di produzione propria e gli acquisti a lungo termine. Tuttavia, le strategie di garanzia possono anche essere onerose e generare costi aggiuntivi per il consumatore. In particolare, non esiste ancora un mercato liquido ed efficiente per l'acquisto di energia a lunghissimo termine. Ci si chiede pertanto se imporre per legge un obbligo ai GRD per l'acquisto e la garanzia a lungo termine creerebbe effettivamente dei vantaggi per i clienti finali. Inoltre, i consumatori hanno interessi e capacità di rischio diversi:

mentre una parte sarebbe disposta a pagare in media un po' di più per ottenere prezzi stabili, altri potrebbero accettare anche le fluttuazioni dei prezzi. In un mercato liberalizzato si potrebbero affermare, per i piccoli consumatori, prodotti diversi con diverse strategie di garanzia.

Come si può garantire che i clienti vincolati non si trovino in una posizione di perenne svantaggio??

Come già esposto, la legge lascia ai GRD un determinato margine di manovra nell'attribuire l'energia rinnovabile indigena – propria oppure acquistata da terzi – in via prioritaria al servizio universale. Se i costi di produzione di tale produzione sono inferiori al prezzo di mercato, è possibile dare la priorità ai consumatori finali in regime di servizio universale. Per contro, attribuire loro la priorità risulta svantaggioso per i consumatori quando i prezzi di mercato sono inferiori ai costi di produzione. A condizione che la definizione delle priorità rimanga invariata, nell'ipotesi di un andamento variabile dei prezzi di mercato, i consumatori si ritroverebbero ad avere sia vantaggi che svantaggi. A lungo termine, laddove possibile questa situazione potrebbe compensarsi. Diversa la situazione in cui un GRD stabilisce un nuovo ordine di priorità ogni qualvolta ci sia una variazione del prezzo di mercato. Nel contesto dei prezzi in aumento, una trentina di GRD ha rinunciato all'ordine di priorità precedentemente stabilito per il 2023. In un mercato totalmente liberalizzato non vi sarebbe più il rischio di creare uno svantaggio sistematico per i clienti in regime di servizio universale. Se il mercato rimarrà invece liberalizzato solo in parte, si dovrà affrontare la questione se limitare, e in che misura, il grado di libertà dei GRD nell'assegnazione delle priorità.

I consumatori in regime di servizio universale dovranno mettere in conto aumenti tariffari anche nel 2024?

Sì, attualmente in molti casi si dovrà prevedere un nuovo aumento delle tariffe per il 2024,

per ragioni diverse. In primo luogo gli aumenti dei prezzi di mercato non sono ancora stati totalmente considerati nelle tariffe di molte AAE che acquistano la maggior parte dell'energia elettrica sul mercato. Mentre nel 2023 è probabile che una quota maggiore dell'energia elettrica necessaria sia stata acquistata sul mercato a termine prima dei notevoli aumenti dei prezzi, nel 2024 tale quota dovrebbe essere inferiore. Ciò significa che i prezzi più elevati sul mercato dell'elettricità tendono ad avere un peso maggiore nelle tariffe rispetto al 2023. Naturalmente ciò dipende dalla strategia d'acquisto individuale di un'AAE. Dato che nei mesi scorsi i prezzi hanno subito forti oscil-

lazioni, si possono prevedere effetti diversi sulle tariffe dell'AAE. In secondo luogo, a partire dal 2024 i consumatori sosterranno i costi aggiuntivi derivanti dall'attuazione di misure a breve termine per la sicurezza dell'approvvigionamento attraverso una maggiorazione sulle tariffe di rete; si tratta in particolare dei costi relativi all'attuazione della cosiddetta riserva invernale. Infine, nel quadro dell'aumento dei tassi, il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) ha innalzato il costo medio del capitale per la rete elettrica e per la produzione conteggiata nel servizio universale.

3 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



La sottostazione Bickigen nel Comune di Wynigen è una delle più grandi piattaforme per l'interscambio di energia elettrica svizzera. Qui l'energia elettrica viene trasformata e immessa nelle reti di distribuzione regionali e interregionali.

3.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Nel 2022 in Svizzera erano attivi circa 610 gestori di rete che rifornivano complessivamente 5,65 milioni di destinatari di fattura (+1,4% rispetto all'anno precedente) e gestivano circa 5,9 milioni di punti di misurazione (+1,5% rispetto all'anno precedente). Il settore è estremamente eterogeneo: mentre i gestori di rete più grandi riforniscono oltre 300 000 clienti finali, il gestore di rete medio rifornisce solamente poco meno di 1620 clienti finali, il più piccolo addirittura solo 45. Soltanto 80 gestori di rete hanno al loro attivo più di 10 000 consumatori finali e 14 di essi più di 100 000 (figura 1).

Questa eterogeneità emerge anche nelle forme giuridiche in cui i gestori di rete sono organizzati: soltanto il 25 per cento dei gestori di rete

forma una società anonima e circa il 20 per cento una cooperativa. Il restante 55 per cento dei gestori di rete è rappresentato da aziende comunali oppure imprese di diritto pubblico. Tra il 2016 e il 2021 il numero di gestori di rete in Svizzera è diminuito del 7 per cento circa, toccando quota 610. 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 2016 e il 2021 il numero dei Comuni è sceso da 2294 a 2136, pari a oltre il 7 per cento. Nello stesso periodo la popolazione svizzera è cresciuta del 4 per cento circa. A seguito di tutto ciò è aumentato il numero di consumatori finali per gestore di rete.

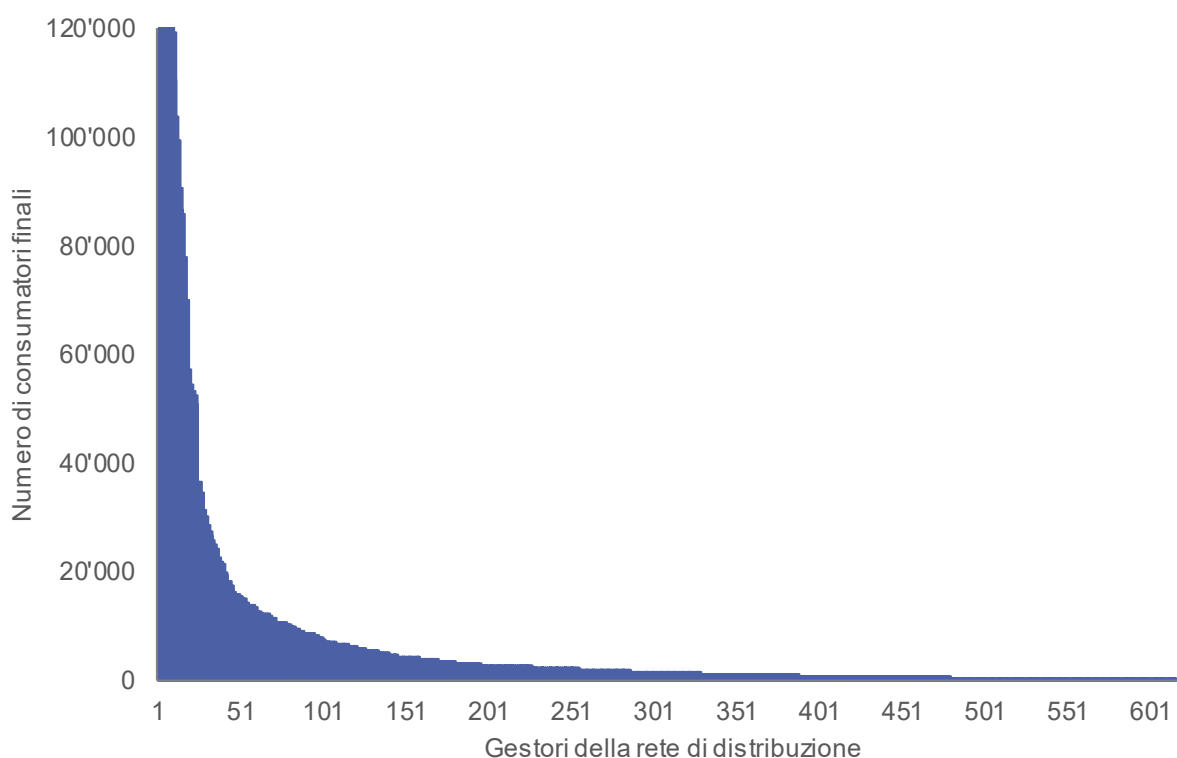


Figura 1: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120 000 consumatori finali – il che riguarda nove gestori di rete.

Per il 2021 i gestori di rete hanno dichiarato un prelievo complessivo di circa 56 milioni di MWh, poco più del 5 per cento rispetto al 2020. La figura 2 mostra il prelievo per quota dei gestori di rete rispetto al prelievo totale in Svizzera: soltanto 10 gestori di rete forniscono il 42 per cento della quantità di elettricità venduta ai consumatori finali nella rete di distribuzione (nella successiva figura 2 in blu). Se si allarga la prospettiva ai 50 maggiori gestori di

rete, la quota di energia fornita sale a tre quarti della quantità di energia complessivamente fornita (nella figura 2 blu, azzurro, verde, giallo e arancione). I 50 gestori successivi per dimensione forniscono complessivamente solo l'11 per cento e tutti i rimanenti gestori di rete, poco meno di 500, solo il 15 per cento dell'energia consumata dai consumatori finali (nella figura 2 i gestori di rete 51–60, 61–70, 71–80, 81–90, 91–100 e «altri»).

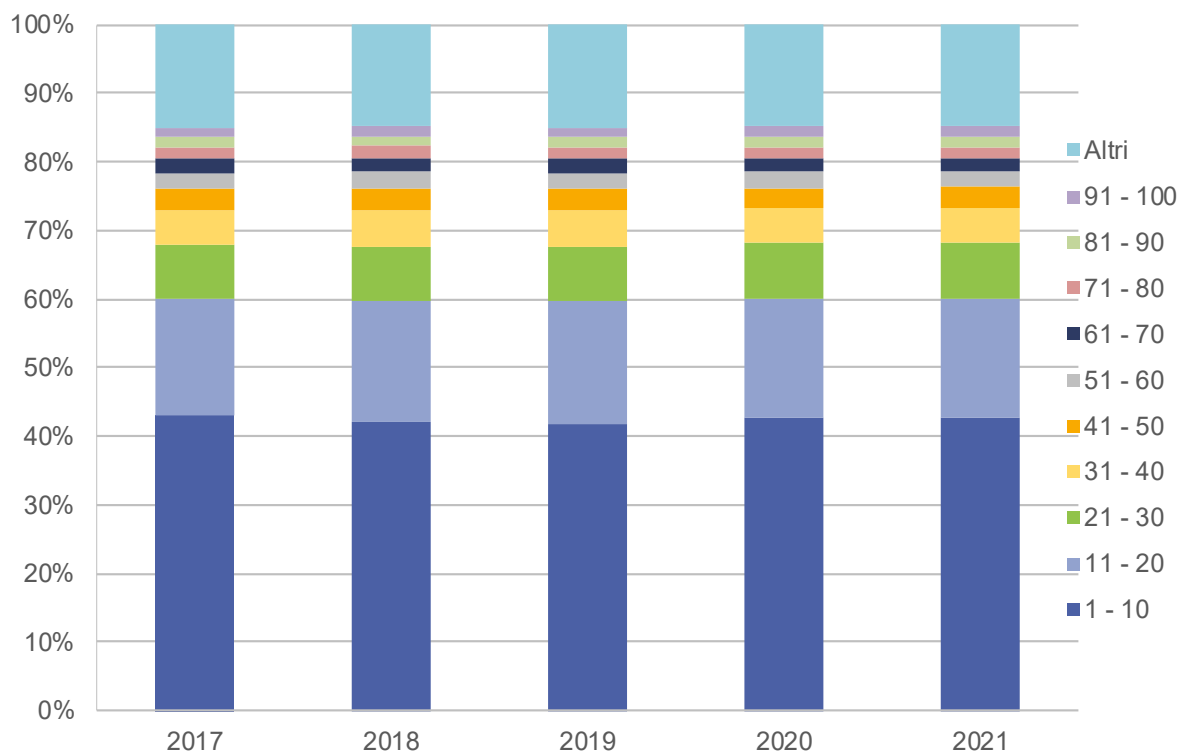


Figura 2: Percentuale delle forniture di energia nella rete di distribuzione in base alle dimensioni delle aziende

3.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

Finora solo i grandi consumatori con un consumo annuo pari almeno a 100 000 kWh hanno il diritto in Svizzera di scegliere autonomamente il proprio fornitore di energia elettrica, ossia di accedere liberamente al mercato. Entro la fine di ottobre di ogni anno essi possono decidere se l'anno successivo intendono lasciare il servizio universale. Una volta sul mercato libero, un grande consumatore non può più tornare al servizio universale regolamentato (principio dell'«una volta libero, sempre libero» conformemente all'articolo 11 capoverso 2 ultimo periodo LAEI).

Per determinare il numero di consumatori finali potenziali ed effettivi sul libero mercato, la ElCom conduce regolarmente un'indagine presso i maggiori gestori della rete di distribuzione. Attualmente sono interessati i gestori di rete con un prelievo superiore a 100 000 MWh, che riforniscono complessivamente

circa il 71 per cento dei consumatori finali svizzeri, ovvero poco meno di 4 milioni.¹

I gestori della rete di distribuzione dichiarano in totale poco più di 34 000 consumatori finali con diritto di libero accesso al mercato (pari allo 0,6% di tutti i consumatori finali). Di tali consumatori finali con diritto di accesso al libero mercato, entro la fine dell'anno di pianificazione 2021 sono stati 23 400 a esercitare questo diritto (68%), secondo quanto indicato dalle aziende di approvvigionamento energetico interessate. Per l'anno 2023 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato ancora 22 300 consumatori finali che hanno esercitato tale diritto (66%).

I gestori di rete rilevati nel sondaggio prelevano poco meno di 40 TWh, ossia il 71 per cento circa del consumo finale (ca. 56,5 TWh di prelievo totale dichiarato). Di questo prelievo, la

metà circa (ossia ca. 21 TWh) va ai consumatori finali che avrebbero diritto al libero accesso al mercato, mentre 17 TWh, ossia circa l'82 per cento dell'energia, va a quei consumatori finali di tale gruppo che hanno effettivamente esercitato il proprio diritto di accedere liberamente al mercato. Anche questa quota è pertanto diminuita leggermente rispetto agli anni passati.

Nei primi anni di apertura del mercato erano relativamente pochi coloro che hanno esercitato il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica (Figura 3). Negli anni successivi, in considerazione del calo dei prezzi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che hanno usufruito di tale diritto è cresciuto sensibilmente. Già nel 2021 la quota di grandi consumatori che hanno acquistato energia sul libero mercato era diminuita leggermente; ciò si è ripercosso sulla valutazione delle cifre pia-

nificate per il 2023. Tale flessione ha parzialmente motivi statistici ed è da ricondurre al fatto che, sino alla fine del sondaggio, la totalità delle aziende partecipanti può rappresentare soltanto un numero limitato di consumatori finali. Un'altra ragione risiede nel fatto che il numero di consumatori con diritto di accesso al libero mercato è aumentato in misura maggiore rispetto al numero di consumatori che hanno effettivamente esercitato tale diritto; l'incremento dei prezzi di mercato è un fattore disincentivante per l'accesso al libero mercato. Inoltre, con ogni probabilità la riduzione in cifre assolute è da ascrivere parzialmente all'elevato numero di chiusure di aziende negli anni 2021 e 2022.²

¹ I valori dichiarati nel presente sondaggio derivano direttamente dalle aziende di approvvigionamento energetico e non sono oggetto di un esame approfondito da parte della ECom.

² Cfr. Statistica delle esecuzioni e dei fallimenti 2022 dell'Ufficio federale di statistica UST.

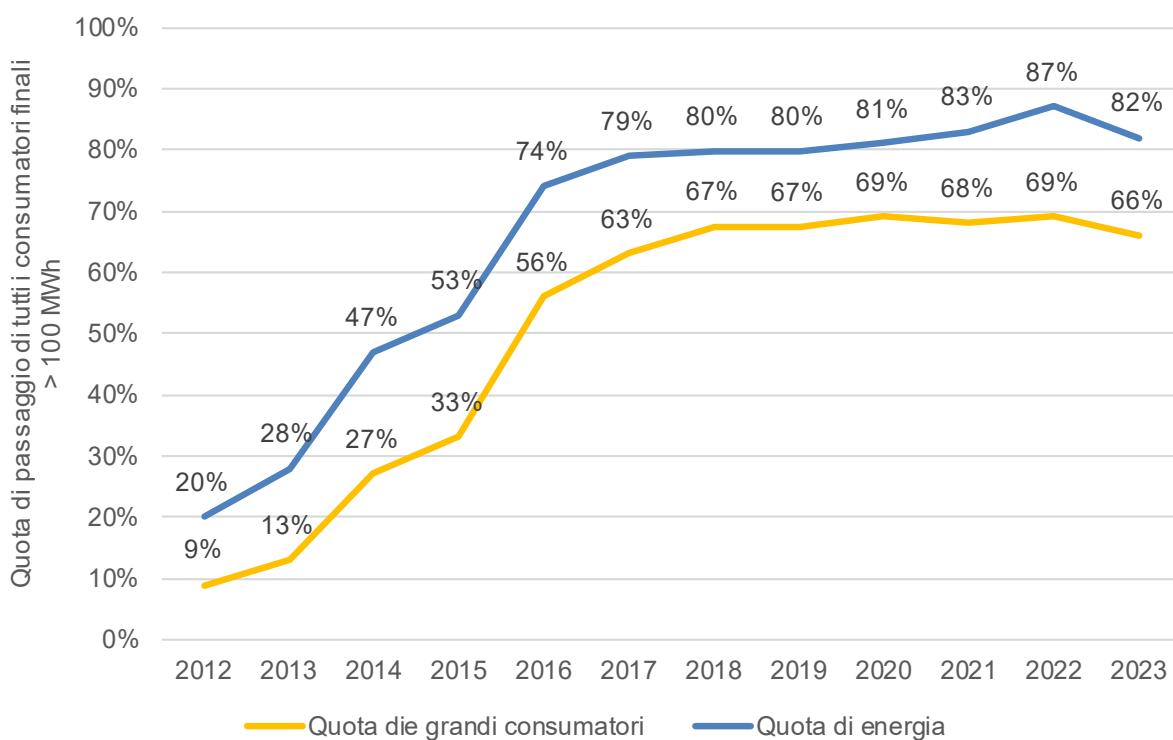


Figura 3: Finora sono passati al libero mercato circa due terzi di tutti i clienti che vi hanno diritto (curva arancione). Essi acquistano quattro quinti della quantità di energia comprata dai clienti con diritto di accesso al libero mercato (curva blu).

3.3 Servizio universale, approvvigionamento sostitutivo e consumo proprio

Per la prima volta la ElCom ha dovuto valutare, nell'ambito di un procedimento, l'ammissibilità di un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP) previsto e il suo eventuale diritto al servizio universale. Nella fattispecie, la Commissione ha ritenuto soddisfatte le condizioni per la costituzione di un RCP secondo l'articolo 17 capoverso 2 LEnE, qualora nel luogo di produzione si producesse energia per il consumo proprio e la capacità produttiva dell'impianto fosse pari almeno al 10 per cento della potenza allacciata del raggruppamento. La Commissione ha osservato che, a partire da tale data, sussiste l'obbligo di fornitura del gestore di rete al raggruppamento ai sensi dell'articolo 6 capoverso 1 LAEl; inoltre, ha ritenuto che l'operazione non costituisca un manifesto abuso secondo l'articolo 2 capoverso 2 CC.

La ElCom ha altresì emanato la prima decisione concernente il diritto al servizio universale nell'ambito dell'acquisizione di un'azienda. Nella sua decisione, la Commissione afferma che l'applicazione del principio «una volta libero, sempre libero» ai sensi dell'articolo 11 capoverso 2 ultimo periodo OAEI è mantenu-

ta se lo stesso centro di consumo continua a esistere immutato anche dopo l'acquisizione, con tutti i relativi diritti e obblighi. Nel caso in questione, si è trattato di una fusione per incorporazione con l'assunzione di tutti i diritti e gli obblighi per i centri di consumo in questione e il proseguimento immutato della precedente attività operativa. La ElCom è quindi giunta alla conclusione che detti centri di consumo non hanno diritto alla fornitura di elettricità nel servizio universale, trattandosi degli stessi centri di consumo per i quali è già stato esercitato l'accesso alla rete.

Nel quadro di richieste informali, la Segreteria tecnica ha fornito numerose altre informazioni sui temi servizio universale, approvvigionamento sostitutivo e consumo proprio. Le principali domande e risposte sono state pubblicate nella comunicazione, costantemente aggiornata, «Aumento dei prezzi dell'energia elettrica: domande e risposte sull'adeguamento delle tariffe dell'energia elettrica nel corso dell'anno, sull'approvvigionamento sostitutivo e sulla remunerazione per la ripresa di energia».

3.4 Tariffe della rete di trasporto

Come evidenzia il confronto nella tabella 1, le tariffe della rete di trasporto rimangono soggette a notevoli oscillazioni. Nel 2023 tutte le tariffe sono superiori. Le prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) sono aumentate da 0.16 ct./kWh a 0.46 ct./kWh. Le tariffe per l'utilizzazione della rete, disciplinate dall'ar-

ticolo 15 capoverso 3 OAEI (30% tariffa di lavoro, 60% tariffa di potenza, 10% tariffa di base), sono invece aumentate in misura minore rispetto all'anno precedente. La tariffa per le perdite attive è aumentata da 0.14 a 0.30 ct./kWh (cfr. a riguardo anche il punto 5.7 «Prestazioni di servizio relative al sistema»).

	2019	2020	2021	2022	2023
Utilizzazione della rete					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0.19	0.18	0.20	0.25	0.27
Tariffa di potenza [CHF/MW]	31'100	28'800	33'600	43'920	48'660
Tariffa di base fissa per punto di prelievo	288'000	269'400	319'800	413'040	443'700
Tariffa generale PSRS [ct./kWh]	0.24	0.16	0.16	0.16	0.46
Tariffa individuale PSRS Perdite attive [ct./kWh]	0.14	0.25	0.15	0.14	0.30

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).

Le tariffe per le prestazioni di servizio relative al sistema sono influenzate dall'andamento dei prezzi sui mercati internazionali dell'energia elettrica. Swissgrid ha acquistato le PSRS a prezzi più elevati non solo per il 2023, ma sin dall'estate 2021. Poiché, in qualità di gestore di rete del massimo livello di rete, deve pubblicare le proprie tariffe per l'anno successivo già in aprile, le stime si basano sulle informazioni disponibili circa 12–18 mesi prima dell'acquisto effettivo. Per questo motivo già per il 2021 (calcolo delle tariffe effettuato nel primo trimestre 2020) e per il 2022 (calcolo delle tariffe effettuato nel primo trimestre 2021) Swissgrid ha dovuto effettuare acquisti a prezzi più elevati di quanto preventivato. Le tariffe del 2023 pertanto non soltanto rispecchiano i

prezzi previsti per il 2023, ma rappresentano anche un contributo alla compensazione della copertura insufficiente del 2021 e 2022.

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 2022, il valore di 1.11 ct./kWh e, per quelle del 2023, il valore di 1.56 ct./kWh. Questo importo confluisce nella tariffa per l'utilizzazione della rete dei gestori della rete di distribuzione e di conseguenza è sostenuto in forma solidale da tutti i consumatori finali in Svizzera.

3.5 Tariffe della rete di distribuzione

3.5.1 Forti aumenti delle tariffe nel 2023

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 2023 il prezzo dell'elettricità è aumentato in misura notevole rispetto all'anno precedente: una tipica economia domestica

paga nel 2023 circa 27 centesimi per chilowattora (ct./kWh, tutti valori mediani, ponderati per il numero di abitanti), corrispondente a un aumento complessivo del 27 per cento.

In particolare le tariffe dell'energia sono aumentate di circa il 65 per cento, passando da 7.94 ct./kWh a 13.08 ct./kWh, mentre rispetto al 2022 le tariffe di rete hanno subito solo un lieve aumento (+ 0.79 ct./kWh); ciò è da ricondurre principalmente all'aumento dei co-

sti delle PSRS di Swissgrid (cfr. anche al punto 3.4). Le tasse per l'incentivazione delle energie rinnovabili non hanno subito variazioni, mantenendosi a 2.3 ct./kWh, mentre i tributi agli enti pubblici sono aumentati in media del 10 per cento. Il valore complessivo della componente tariffaria comprende anche il supple-

mento rete destinato alla promozione delle energie rinnovabili. Negli anni quest'ultimo è gradualmente passato da 1.5 ct./kWh a 2.3 ct./kWh, importo raggiunto nel 2018, e da allora si è mantenuto stabile. La figura 4 mostra la composizione del prezzo complessivo medio dell'elettricità in ct./kWh.

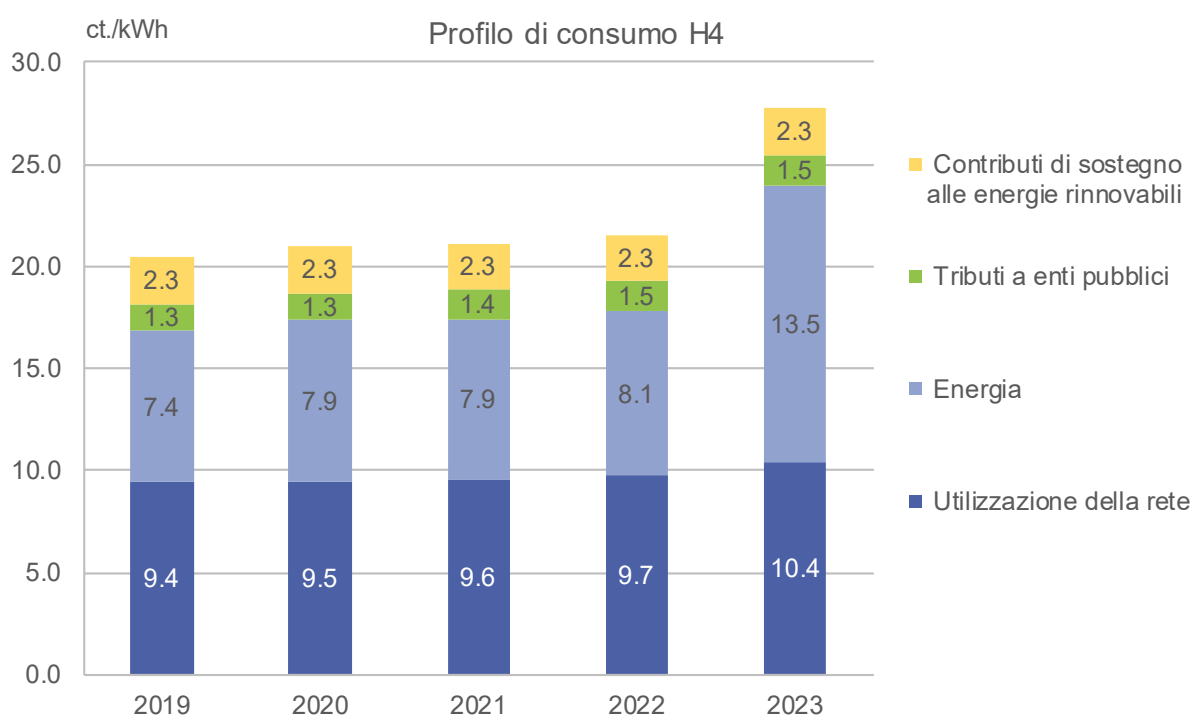


Figura 4: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricità per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

Per motivi tecnici le componenti tariffarie presentate nella figura 4 sono ponderate per il numero di destinatari di fattura e non di abitanti, come invece avviene per il calcolo dei costi pubblicato sul portale delle tariffe elettriche. Ne conseguono dunque piccole differenze tra i due metodi di calcolo.

Una tipica economia domestica presenta un consumo annuo medio di 4500 kWh (profilo di consumo H4). Con una tariffa di circa 27 centesimi per chilowattora (ct./kWh) questa

economia domestica paga quindi poco più di 1215 franchi (+ 261 Fr. rispetto all'anno precedente). Un quadro analogo risulta anche per le piccole e medie imprese in Svizzera: il prezzo complessivo in questo caso è aumentato del 24 per cento (valore mediano).

Tuttavia, in alcuni casi i prezzi dei gestori di rete in Svizzera presentano variazioni considerevoli. La figura 5 mostra le differenze rilevanti delle tariffe 2023 per una tipica economia domestica (H4):

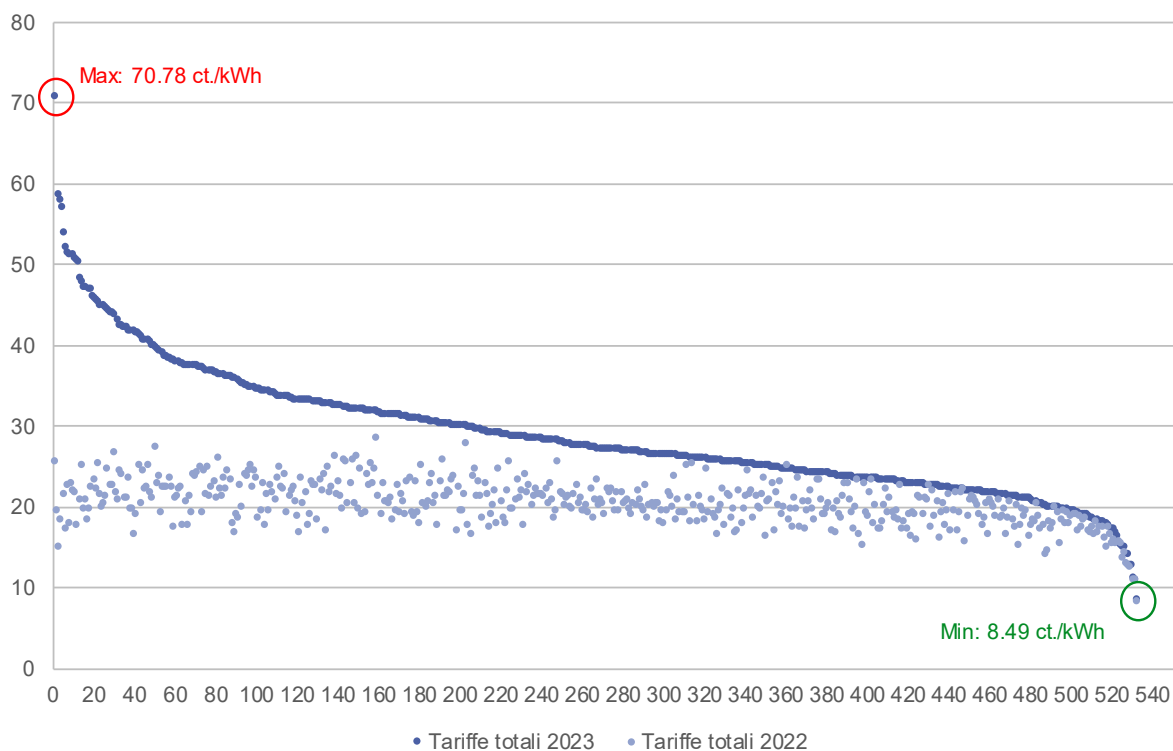


Figura 5: Ripartizione delle tariffe (totale in ct./kWh) nel 2023 (blu) e nel 2022 (azzurro): si va da un massimo di 70.78 ct./kWh a un minimo di 8.49 ct./kWh. L'analisi comprende 610 gestori di rete per un totale di 540 diverse tariffe (asse delle ascisse).

L'ampia eterogeneità delle tariffe in Svizzera fa sì che i costi annuali per un'economia domestica media in Svizzera possano variare tra 3150 franchi e poco più di 383 franchi, con una differenza di 2770 franchi all'anno o 230 al mese.

Informazioni dettagliate sulle tariffe di ogni Comune e una carta interattiva sono consultabili sul sito web sulle tariffe elettriche della El-Com (www.prezzi-elettri.cita.elcom.admin.ch).

3.5.2 Tariffe comunali medie in Svizzera per l'anno tariffario 2023

Le seguenti cartine della Svizzera (figure da 6 a 9) raffigurano le tariffe comunali mediane per il 2023. La diversificazione dei colori dei Comuni esemplifica il rapporto della rispettiva tariffa con la mediana svizzera. Se la tariffa di un Comune è maggiore o minore del 5 per cento rispetto alla mediana, è colorata in giallo; se supera la mediana nella misura del 5–15 per cento è in arancione e se supera il 15 per

cento, è colorata in rosso. Lo stesso vale per i Comuni, le cui tariffe sono più convenienti della mediana: se la tariffa è pari al 95 – 85 per cento del valore mediano, è in verde chiaro, al di sotto dell'85 per cento del valore mediano, è in verde scuro. I diversi colori indicano quindi il rapporto tra le tariffe comunali e il valore nazionale di comparazione.

Tariffe medie per l'utilizzazione della rete

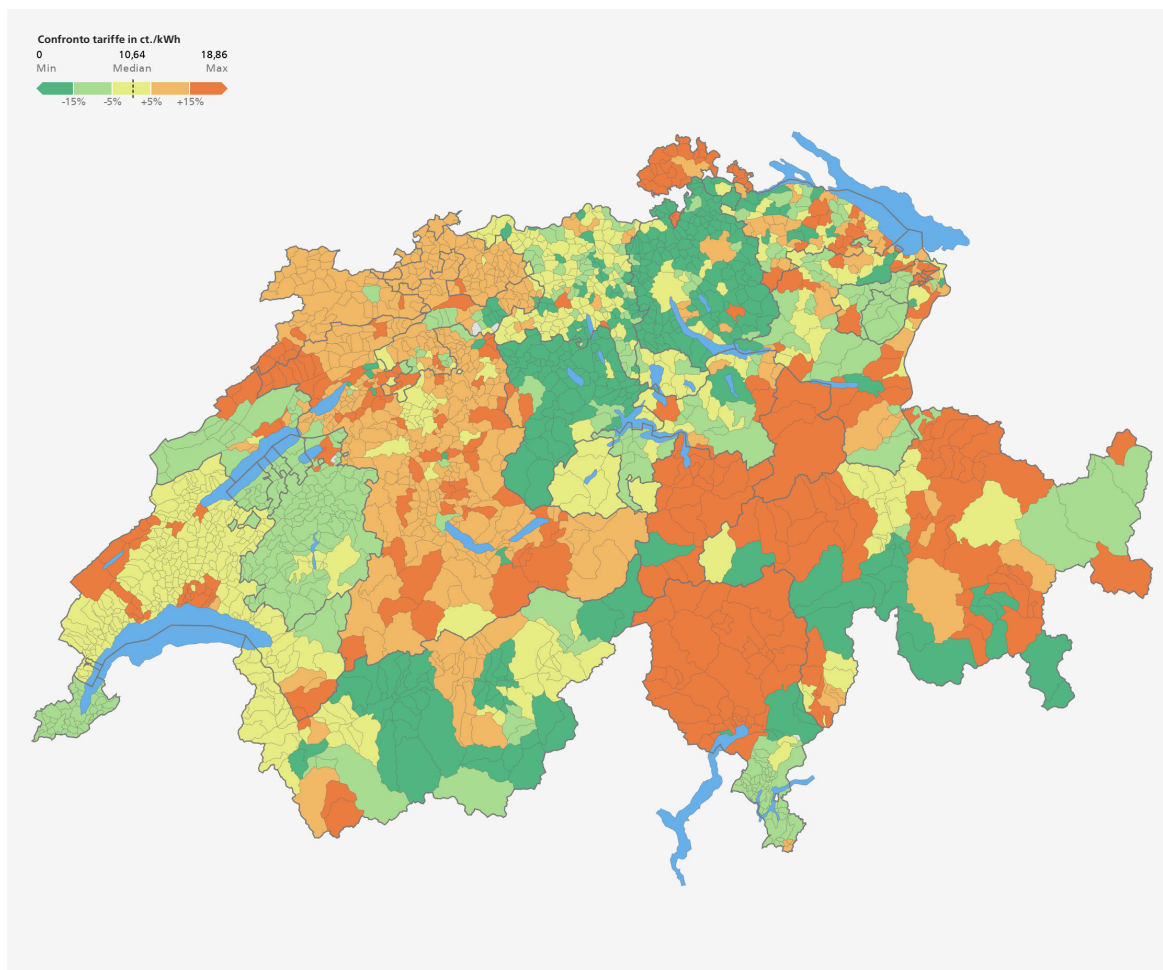


Figura 6: Tariffe medie comunali (valore mediano) 2022 per l'utilizzazione della rete, relative al profilo di consumo H4 nel 2023

Tariffe energetiche medie

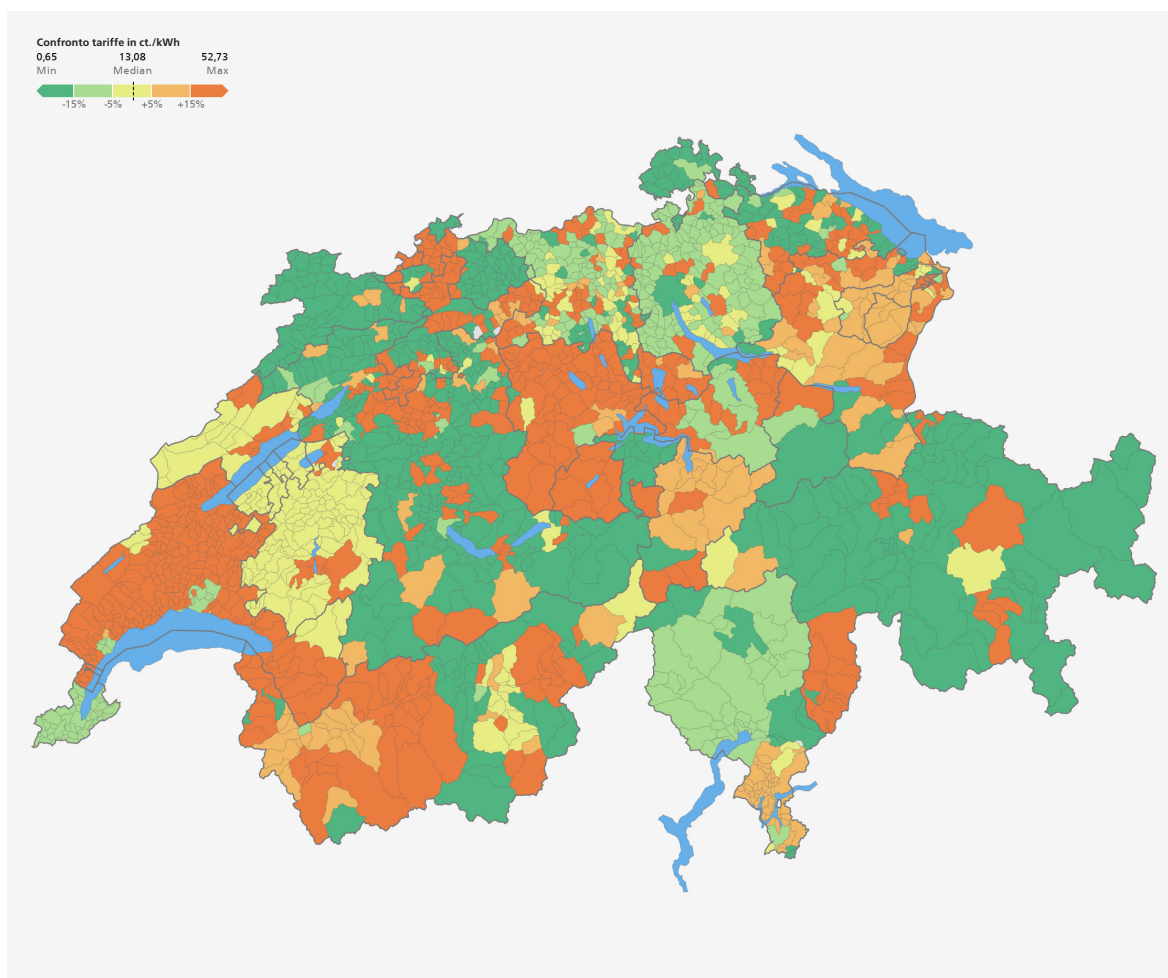


Figura 7: Tariffe medie comunali (valore mediano) dell'energia, relative al profilo di consumo H4 nel 2023

Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Nella figura 8 sono rappresentati i valori medi dei tributi e delle prestazioni cantonali e comunali agli enti pubblici. Non sono considerate le tasse federali per la promozione delle energie rinnovabili, identiche su tutto il territorio nazionale.¹ I tributi e le prestazioni agli enti pubblici non sono controllati dalla ElCom, perché ven-

gono stabiliti dagli enti locali. Nel 2023 il valore mediano dei tributi e delle prestazioni è pari a 0.99 ct./kWh. Si osserva che spesso le tariffe sono o elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi intermedi (colore giallo).

¹ Essendo il supplemento rete identico a livello nazionale, non è prevista una sua rappresentazione separata. Esso è tuttavia incluso nel totale delle tariffe 2023 (cfr. figura 9).

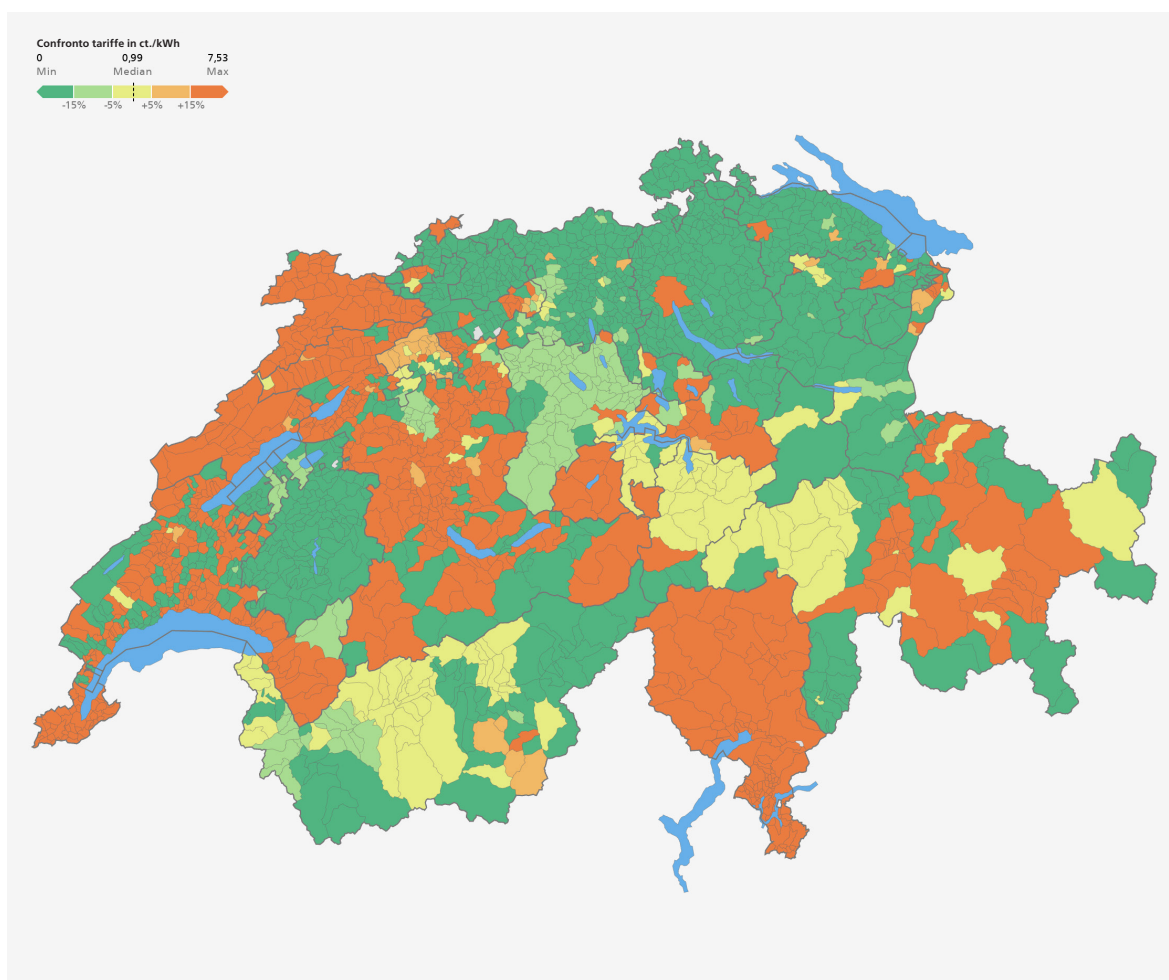


Figura 8: Tariffe mediane comunali per i tributi e le prestazioni cantonali e comunali agli enti pubblici per il profilo di consumo H4 nel 2023

Tariffa elettrica complessiva

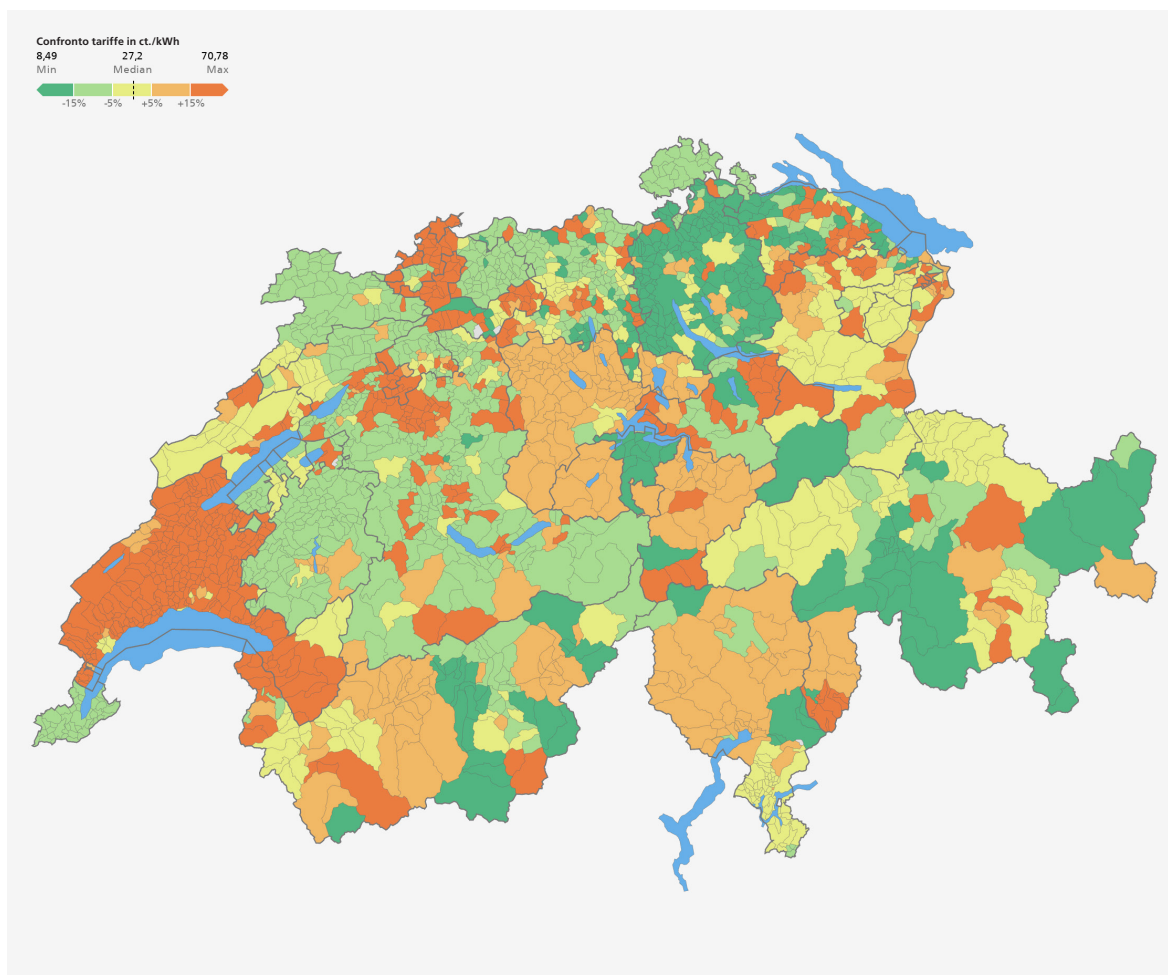


Figura 9: Tariffe comunali medie (valore mediano) per il prezzo complessivo dell'energia elettrica per il profilo di consumo H4 nel 2023

3.5.3 Attività della ElCom in relazione all'aumento delle tariffe dell'energia elettrica 2023

L'aumento dei prezzi dell'elettricità registrato sin dall'ultimo trimestre del 2021 inizialmente aveva interessato soprattutto i clienti del libero mercato e i gestori di rete. Nel corso dell'anno in esame l'evoluzione dei prezzi di mercato si è nuovamente accentuata; al più tardi con la pubblicazione delle tariffe alla fine di agosto 2022, la problematica si è estesa a macchia d'olio interessando anche i consumatori finali in regime di servizio universale.

La ElCom è stata letteralmente inondata di richieste (cfr. punto 10 «Statistica di esercizio»). Nell'anno in esame sono pervenute oltre 1000 cosiddette «richieste semplici»: due volte e mezzo in più rispetto al numero di richieste degli anni precedenti. Gli aumenti tariffari, in alcuni casi considerevoli, applicati da diversi gestori di rete (cfr. punto 3.5 «Tariffe rete di distribuzione») hanno suscitato una forte incomprensione tra buona parte dei

consumatori finali. La Commissione ha pertanto pubblicato sul proprio sito internet le risposte alle domande più frequenti («Domande frequenti: aumento delle tariffe elettriche per le economie domestiche nel 2023»).

Molti reclami riguardavano perlopiù gli aumenti dei prezzi dell'energia elettrica comunicati dai gestori di rete, in alcuni casi anche l'aumento dei costi delle PSRS di Swissgrid (cfr. punto 3.4), che non di rado rientrano nelle comunicazioni delle tariffe dei gestori della rete di distribuzione. Sono pervenute numerose richieste anche dal settore industriale e commerciale che acquista l'elettricità sul libero mercato. Tra le altre cose, la ElCom si occupa della verifica delle tariffe dell'energia elettrica per i consumatori fissi finali nonché di tutti gli aspetti dell'utilizzazione della rete dei gestori della rete elettrica rilevanti ai fini dei prezzi, mentre non le competono le tariffe energetiche dei clienti sul libero mercato.

Secondo la legislazione in materia di approvvigionamento elettrico si applica il cosiddetto «sistema cost-plus», in base al quale i gestori di rete possono includere integralmente nelle tariffe i costi sostenuti per l'esercizio delle reti e per l'acquisto di energia. La ElCom tuttavia non approva le tariffe, ma sorveglia nei casi sospetti i prezzi e le tariffe per l'utilizzazione della rete e nel caso concreto verifica se i costi imputati alla base delle tariffe siano computabili e se il loro ammontare risulti giustificato. La Commissione può disporre riduzioni o vietare aumenti (art. 22 cpv. 2 LAEI). La verifica delle singole tariffe si basa sull'esame dei costi effettivi e delle corrispondenti disposizioni degli articoli 14 (corrispettivo per l'utilizzazione della rete) e 6 LAEI (energia).

In molti casi i consumatori finali volevano conoscere i motivi di un tale aumento dei prezzi in Svizzera, Paese che notoriamente può contare su un'elevata produzione interna. Conformemente alla LAEI, la quota tariffaria per la

fornitura di energia ai consumatori fissi finali si basa sui prezzi di costo di una produzione efficiente e su contratti di acquisto a lungo termine del gestore della rete di distribuzione. I prezzi dipendono in larga misura dall'entità della produzione propria di un fornitore di energia e – se questa è insufficiente o nulla – dalla modalità con cui viene acquistata l'elettricità per i consumatori finali. Dai rilevamenti effettuati dalla ElCom emerge che per circa i due terzi dei consumatori finali in Svizzera è necessario acquistare l'energia sul mercato.

Con oltre 40 linee transfrontaliere, la Svizzera è fortemente interconnessa con la rete elettrica europea e pertanto, nonostante l'elevata produzione propria, i prezzi dipendono dai prezzi del commercio all'ingrosso europeo. E poiché in Europa il prezzo del gas e del carbone incide sui prezzi dell'energia elettrica, le variazioni riguardanti queste materie prime si ripercuotono anche sui prezzi di mercato in Svizzera.

In diversi casi anche la tariffa base per i consumatori finali in regime di servizio universale è passata dalla tariffa doppia alla tariffa semplice. A seconda del comportamento di consumo, questo può provocare un aumento dei costi di rete, per esempio in presenza di boiler elettrici o riscaldamenti elettrici, in precedenza caricati negli orari a tariffa bassa.

A seguito del forte aumento delle tariffe energetiche, sono pervenute lamentele per il fatto che le nuove tariffe sarebbero state applicate già nel 2022, quando la lettura viene invece effettuata nell'anno precedente. Questa procedura non è corretta se le tariffe comunicate per il 2023 sono valide solo a partire dal 1° gennaio 2023. Per contro, le letture effettuate con contatori convenzionali che, per ragioni logistiche e tecniche, non consentono una lettura in base al giorno di riferimento possono essere stimate. Alcuni gestori di rete offrono anche la possibilità di effettuare un'autolettura alla data di riferimento (31.12.xxxx) e

di trasmetterla al gestore di rete. Non ne sono interessati i consumatori finali dotati di punti di misurazione intelligenti (smart meter).

Diverse richieste erano inoltre volte a sapere se fosse corretto applicare le tariffe dal 1° ottobre al 30 settembre. La ElCom ritiene che l'anno tariffario debba coincidere con l'anno solare e che quindi le tariffe debbano essere applicate in linea di massima dal 1° gennaio al 31 dicembre. Tuttavia, l'anno tariffario non è chiaramente definito nella legislazione sull'approvvigionamento elettrico. Pertanto la Commissione ha chiesto all'Ufficio federale dell'energia (UFE) di darne una definizione esplicita in occasione della prossima revisione dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico. Inoltre i corrispondenti fornitori sono stati invitati a esaminare un adeguamento per i prossimi anni.

Non solamente i cittadini, ma anche i gestori di rete hanno trasmesso numerose domande riguardanti i prezzi elevati, per esempio in merito alle possibilità previste dalla legge di ridurre le tariffe oppure domande sulla liquidità o sul tema del rientro nel servizio universale (cfr. di seguito).

In relazione alle tariffe elevate del 2023 la ElCom ha pubblicato un documento con le risposte alle domande più frequenti dei consumatori finali¹ nonché dei gestori di rete².

3.5.4 Struttura tariffaria in generale

Anche nel 2022 la ElCom ha risposto a numerose domande concernenti le modifiche della legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico, entrate in vigore il 1° giugno 2019. Alcune di esse sono state integrate nella comunicazione «FAQ: domande e risposte sulla Strategia energetica 2050». Con l'aumento dei sistemi di misurazione intelli-

Considerati i costi d'acquisto sul mercato estremamente elevati e i conseguenti aumenti tariffari, la ElCom ha istituito diversi gruppi di lavoro interni. Nella primavera 2022 il gruppo di lavoro che si occupa delle tariffe elevate ha svolto un sondaggio tra le aziende di approvvigionamento elettrico per conoscerne i metodi d'acquisto. Sulla scorta dei risultati raccolti, la Commissione ha potuto effettuare una prima stima degli aumenti tariffari previsti per il 2023 e, in base a questi, pianificare il da farsi. Il gruppo di lavoro ha inoltre elaborato uno schema di verifica che consente di determinare, in una prima fase, le cause e gli effetti dell'aumento dei costi. L'analisi condotta nel quadro di questo esame preliminare si basa sulla documentazione fornita dai gestori di rete alla ElCom nell'ambito del processo annuale di reporting. In questo modo, per il momento i fornitori non devono sobbarcarsi un onere supplementare. I risultati di queste analisi forniscono le basi per l'ulteriore procedura di esame dei costi dell'energia. È evidente che un'impennata dei prezzi di per sé non costituisce un indizio sufficiente di tariffe non conformi alla legge.

1 Consultabile su www.elcom.admin.ch > Domande frequenti: aumento delle tariffe elettriche per le economie domestiche nel 2023

2 Consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazioni > Comunicazioni > Aumento dei prezzi dell'energia elettrica: domande e risposte sull'adeguamento delle tariffe dell'energia elettrica nel corso dell'anno, sull'approvvigionamento sostitutivo e sulla remunerazione per la ripresa di energia

genti nella rete di distribuzione svizzera si introducono sempre nuovi modelli tariffari, proposti ad esempio nelle tariffe di rete come tariffe opzionali a quella di base. Un'altra possibilità sono le tariffe dinamiche, che tengono maggiormente conto dei prelievi dei consumatori finali e consentono di risparmiare costi attraverso, ad esempio, una gestione differenziata dei carichi e un consumo differenziato. Alle prescrizioni di legge at-

tuali, una tariffa dinamica di questo tipo può essere offerta a determinate condizioni. Già nel 2019 la Commissione ha pubblicato in merito la comunicazione «Domande e risposte su nuovi tipi di tariffe e tariffe dinamiche relative all'utilizzazione della rete e alla fornitura di energia»¹, al cui punto 3.3 sono specificate le condizioni quadro di legge.

La ElCom ha inoltre esaminato i cosiddetti modelli di partecipazione delle aziende di approvvigionamento energetico (AAE), offerti in Svizzera sotto svariate forme. In questi modelli l'AAE costruisce e gestisce un nuovo impianto di produzione elettrica (IPE), perlopiù un impianto fotovoltaico (impianto FV). I consumatori finali interessati hanno la possibilità di «partecipare» in una certa misura. Nella maggior parte dei casi, versano un contributo un tantum in relazione a una determinata area dell'impianto fotovoltaico. Come contropartita ricevono un compenso periodico per un dato periodo di tempo, spesso una determinata quantità annua di elettricità per 20 anni. Il

conteggio viene effettuato nella fattura elettrica. In tutto ciò occorre osservare le disposizioni relative alla disgiunzione, in particolare alla disgiunzione delle informazioni di cui all'articolo 10 capoverso 2 della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI). Se per questi modelli è riportata una detrazione sulla fattura, date queste condizioni essi potrebbero non essere ammissibili se non strutturati come tariffa del servizio universale. Inoltre, sono emerse questioni relative all'accesso alla rete. La ElCom ha pertanto pubblicato una comunicazione riguardante tali modelli di partecipazione² in cui pone delle condizioni per la loro struttura, affinché possano essere considerati ammissibili sotto il profilo legale. I modelli esistenti che non sono conformi ai requisiti devono essere adeguati entro il 1° gennaio 2024.

¹ Consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni

² «Partecipazione» di consumatori finali in regime di servizio universale a impianti di produzione – modelli dei gestori delle reti di distribuzione, comunicazione del 26 agosto 2022, consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni.

3.6 Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con EDES

Entro fine agosto ogni gestore di rete deve presentare alla ElCom, in formato elettronico, la contabilità analitica in base alla quale vengono stabilite le tariffe energetiche e di rete dell'anno successivo. A tal fine nel 2010 è stata creata un'apposita infrastruttura informatica che negli scorsi tre anni è stata progressivamente sostituita da un nuovo sistema di rilevamento dei dati («EDES»). Nell'anno 2021 i dati da trasmettere sono stati rilevati per la prima volta attraverso i nuovi moduli online; inoltre è stato rinnovato il sito web sulle tariffe elettriche della ElCom.

Nell'autunno 2022, con il collegamento dell'infrastruttura al portale eGovernment del DATEC il progetto si è praticamente concluso.

Il nuovo sistema per la fornitura dei dati basato sul web offre diversi vantaggi rispetto alla soluzione Excel sinora utilizzata. Nei moduli online sono stati integrati vari test che, mediante feedback automatici, aiutano i gestori di rete già in fase di compilazione, ossia prima della presentazione ufficiale alla ElCom. Con questa «verifica preliminare» è possibile migliorare ulteriormente la qualità dei dati forniti e ridurre la necessità di correzione da parte dei gestori di rete.

Già nel 2020 la ElCom aveva sottolineato l'importanza della contabilità analitica ed effettuato una precisazione in merito alla presentazione e all'adeguamento a posteriori

(cfr. istruzione 1/2020), spiegando che le modifiche a contabilità analitiche già presentate sono ammissibili soltanto previa richiesta e approvazione della ElCom o su sollecitazione di quest'ultima. Firmando legittimamente il documento, inoltre, i gestori di rete confer-

mano la veridicità e la completezza della contabilità analitica presentata entro il 31 agosto. Se un gestore di rete desidera modificare successivamente dei dati, occorre presentare alla ElCom una domanda corredata di opportuna motivazione.

3.7 Verifiche relative alle tariffe

3.7.1 Riduzione delle coperture insufficienti quale fattore di rischio per potenziali aumenti tariffari

Oltre agli elevati prezzi dell'energia elettrica, la ElCom ha mantenuto alta l'attenzione anche sulla tematica delle coperture insufficienti, ossia sui costi non ancora computati o computati in modo insufficiente nelle tariffe e che rappresentano per i clienti finali un rischio latente di futuri aumenti tariffari. In merito la ElCom ha avviato una vasta campagna già nell'estate 2019. Dopo un'ampia comunicazione iniziale, nella tarda estate del 2021 la Commissione ha sollecitato tutti i gestori con un saldo negativo elevato ad ammortizzare le differenze di copertura non eliminate entro il termine prescritto di tre anni senza generare ripercussioni sulle tariffe o, in alternativa, a presentare alla ElCom un piano di riduzione. Queste attività sono proseguite anche nel 2022 – complessivamente la verifica ha riguardato circa 600 casi di coperture insufficienti problematiche su un totale di 400 ge-

stori di rete. Nella primavera 2022, a seguito di queste verifiche, per circa 250 casi è stato disposto di eliminare – senza generare ripercussioni sulle tariffe – le coperture insufficienti relative al periodo antecedente il 2018, che quindi non avrebbero più potuto essere computate nelle future tariffe. Il rispetto di tale disposizione è stato infine verificato valutando i dati della contabilità analitica fino al 31 agosto 2022 trasmessi dai gestori di rete; per questi 250 casi, nell'autunno 2022 sono stati avviati poco più di 70 procedimenti.

Nell'ambito di questa campagna numerosi gestori di rete si sono dichiarati disposti a eliminare le proprie coperture insufficienti senza ripercussioni sulle tariffe; complessivamente ne risulta per i settori Rete ed Energia una riduzione delle coperture insufficienti per oltre un miliardo di franchi.

3.7.2 Verifiche delle tariffe di rete

Dopo oltre un decennio di attività di regolazione, le questioni fondamentali attinenti alla rete sono state in gran parte chiarite, mediante decisioni o sentenze giudiziarie – prima fra tutte la tematica della valutazione storica e sintetica degli impianti di rete.

All'inizio del 2022 con uno scritto finale si è concluso un procedimento parziale concernente la chiave di ripartizione dei costi d'e-

servizio comuni nella rete. Si trattava di ripartizioni interne dei costi sostenuti da settori di supporto, originariamente effettuate perlopiù in base al fatturato. In collaborazione con i gestori della rete di distribuzione interessati queste ripartizioni interne dei settori di supporto sono state strutturate in funzione delle risorse. In tal modo la chiave di ripartizione risulta adeguata ai sensi dell'articolo 7 capoverso 5 OAEI.

In un altro caso due gestori della rete di distribuzione si sono lamentati dei costi di rete conteggiati da un fornitore comune a monte. Dopo che per dieci anni circa erano rimasti sostanzialmente stabili, negli ultimi tempi i costi addebitati dal fornitore a mon-

te erano aumentati in maniera considerevole. I due gestori di rete chiedono una verifica dettagliata dei costi di rete per livello di tensione e delle differenze di copertura che ne risultano. La ElCom ha disposto la relativa verifica preliminare.

3.7.3 Verifiche delle tariffe dell'energia

Per quanto riguarda le forniture di energia ai consumatori finali in regime di servizio universale l'attenzione è stata posta sulle tariffe pubblicate ad agosto per l'anno successivo e i conseguenti aumenti di prezzo, talvolta considerevoli. Come già esposto, sono ancora in corso gli accertamenti preliminari da parte della ElCom. Fintantoché non si procederà a un ulteriore approfondimento delle analisi preliminari non si prevedono verifiche concrete. Per il resto, i temi in primo piano nell'anno in esame sono stati il metodo del prezzo medio e la regola dei 95 o 75 franchi (a partire dal 2024: regola dei 60 franchi).

Il metodo del prezzo medio 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. Concretamente si tratta di tenere le attività commerciali in debita considerazione nel calcolo dei costi energetici computabili. La ElCom ha individuato 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. Con la votazione finale del 15 dicembre 2017, anche il Parlamento aveva confermato l'articolo 6 capoverso 5 LAEI e con esso il cosiddetto metodo del prezzo medio della ElCom, già avallato dal Tribunale federale. La ElCom ha pertanto istituito una serie di procedure nei confronti di vari gestori di rete.

A gennaio è stato presentato al Tribunale amministrativo federale un ricorso contro una decisione emanata l'anno precedente. In estate il ricorso è stato interamente respinto e sono state confermate le seguenti correzioni della ElCom: (a) inclusione nel calcolo del prezzo medio delle attività commerciali non precedentemente considerate nel rispettivo portafoglio d'acquisizione (contratti back-to-back); (b) riduzione del tasso d'interesse (WACC Produzione) utilizzato per il calcolo dei costi di produzione; (c) storno dai costi di produzione della remunerazione sul capitale circolante netto rivendicata sino a quel momento dal gestore di rete. Grazie a questi provvedimenti, è stato possibile ridurre i costi dei consumatori finali in regime di servizio universale. In estate la sentenza è stata impugnata dinanzi al Tribunale federale; tuttavia, in conseguenza di ciò il ricorso è stato ritirato.

Nei restanti 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 2/2020 sul WACC Produzione, interesse sulle differenze di copertura per l'energia e delimitazione dei gestori di rete all'interno di un gruppo di imprese.

Nell'ambito di un'analisi preliminare è stato individuato un altro caso in cui il metodo del prezzo medio non era stato applicato in modo corretto. Nell'anno in esame, dopo

aver apportato i necessari adeguamenti, il gestore di rete in questione ha effettuato una compensazione attraverso le differenze di copertura e in tal modo non è stato necessario avviare alcun procedimento.

Un altro caso ha riguardato il rimborso degli interessi sulle cosiddette coperture in eccesso. Nel quadro di una decisione concernente i costi e le tariffe della fornitura di energia risalente al 2016, confermata da entrambi i Tribunali, la ElCom aveva proceduto alla riduzione dei costi computabili di un gestore di rete. Tuttavia il gestore di rete in questione si era rifiutato di restituire ai propri consumatori finali anche gli interessi risultanti da tali coperture in eccesso. A metà 2021 la ElCom aveva istituito un procedimento avente per oggetto la corretta gestione delle differenze di coper-

tura (riduzione, remunerazione ecc.). Nell'autunno 2022 la Commissione ha emesso una decisione, contestata per due motivi: da un lato si fa valere la prescrizione degli interessi pregressi e, dall'altro, si sostiene che una parte di tali interessi sia stata oggetto di una decisione passata in giudicato già nel quadro di un precedente procedimento. Contro la decisione della ElCom è stato presentato ricorso innanzi al Tribunale amministrativo federale.

Infine nell'ottobre 2022 la ElCom si è pronunciata in merito alla questione dell'applicazione di tributi sulla tariffa energetica. Nella sua decisione la Commissione ha affermato che sostanzialmente un tributo motivato sotto il profilo fiscale non può confluire nella tariffa energetica. La relativa decisione non è ancora passata in giudicato.

3.8 Utile nella distribuzione: regola dei 75 o 60 franchi

Nonostante il suo consolidamento negli scorsi anni, la cosiddetta regola dei 75 franchi ha richiesto una serie di adeguamenti presso vari gestori di rete. 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. In linea di principio, dal 2020 vale quanto segue: se il totale dichiarato dei costi amministrativi e di distribuzione, utile compreso, non supera il valore di 75 franchi per destinatario di fattura, per questioni di priorità la ElCom non effettua approfondimenti. Se – previo controllo a cura della ElCom – i costi amministrativi sono superiori a 75 franchi per destinatario di fattu-

ra, il gestore di rete è sostanzialmente libero di calcolare un utile con il metodo utilizzato per il settore Rete, purché l'importo complessivo non superi il valore di 120 franchi per destinatario di fattura.

La ElCom verifica a intervalli regolari se, considerato l'andamento dei costi e degli utili, il valore soglia è ancora appropriato. Nell'anno in esame la Commissione ha pertanto effettuato un adeguamento della relativa istruzione. Di conseguenza dal 1° gennaio 2024 si applica il nuovo valore soglia di 60 franchi per destinatario di fattura o di 100 franchi in totale (istruzione 3/2022). Nonostante questa diminuzione i gestori di rete dovrebbero poter continuare a conseguire un utile adeguato nella distribuzione dell'energia.

3.9 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine confronta la qualità, l'efficienza dei costi e le tariffe dei gestori di rete attraverso un processo trasparente e standardizzato, il che consente di mettere maggiormente in luce eventuali differenze. Questa forma di regolazione integra le procedure di verifica tariffaria, 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 condividono strutture analoghe vengono accorpati in appositi gruppi di confronto.

Per il calcolo degli indicatori la Commissione si serve dei dati che i gestori di rete le trasmettono di anno in anno nell'ambito della contabilità analitica, delle tariffe 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.

Ai fini della valutazione degli indicatori i gestori di rete vengono suddivisi in otto gruppi di con-

fronto complessivi in base alle caratteristiche topografiche (densità abitativa) e alla quantità di energia distribuita ai consumatori finali (densità energetica). Su tale base si calcolano i risultati individuali, che sono stati trasmessi singolarmente ai gestori nel dicembre 2022.

Nell'anno in esame gli indicatori calcolati sono rimasti invariati: solamente un indicatore relativo alla compliance è stato adeguato ai nuovi requisiti fissati dal regolatore. Inoltre, a seguito di una modifica dei valori, è stata effettuata una nuova attribuzione ai gruppi in base alla densità energetica. Come negli anni precedenti, la ElCom ha pubblicato sul proprio sito Internet numerosi documenti esplicativi e risultati in materia di regolazione Sunshine, in cui sono consultabili anche gli adeguamenti summenzionati. Nel nuovo anno si esaminerà nuovamente l'opportunità di includere nuovi indicatori nei calcoli o se invece adeguare quelli esistenti.

Come già negli anni precedenti, un compito importante è stato la definizione, nell'ambito della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico, di una base giuridica per la pubblicazione dei risultati, il cui obiettivo vuole essere quello di consentire la divulgazione dei risultati individuali dei gestori di rete a un ampio pubblico – analogamente a quanto avviene per le tariffe sull'apposito portale della ElCom. Nel corso dell'anno in esame la ElCom ha avviato i preparativi per la pubblicazione a posteriori una volta disponibili le basi giuridiche.

3.10 Metrologia

Con la sentenza A-2372/201 del 26 luglio 2022 il Tribunale amministrativo federale ha respinto il ricorso contro la decisione 233-00093 della ElCom del 6 aprile 2021 avente per oggetto l'impiego di uno smart meter, rinviando alla Commissione il procedimento per una nuova valutazione. Il Tribunale amministrativo federale ha affermato nei propri considerandi che l'installazione di uno smart meter non necessita di autorizzazione da parte del consumatore finale e che per il trattamento dei dati si applica la legge federale sulla protezione dei dati e non il diritto cantonale. Il gestore di rete, da parte sua, è tenuto a garantire la sicurezza dei dati provenienti dai sistemi metrologici e rispettare le norme in materia, indipendentemente dal fatto che il sistema sia certificato o meno. Nella fattispecie, l'impiego di un sistema di misurazione non certificato non ha violato la sicurezza dei dati né la normativa pertinente. La ElCom chiarisce e verifica quali dati concreti sono effettivamente trattati, con quale frequenza e a quali scopi. Solamente dopo tale verifica è possibile valutare se per il trattamento dei dati sussiste una base giuridica sufficiente ed è rispettato il principio di proporzionalità. Inoltre, poiché dispone di una funzione di spegnimento, lo smart meter utilizzato è considerato un sistema di controllo e di regolazione intelligente ai sensi dell'articolo 17b LAEI, per il quale il consumatore finale non ha dato alcun consenso all'impiego. In merito la ElCom deve chiarire se la funzione di spegnimento preclude l'impiego dello smart meter oppure se, attraverso adeguate

misure tecniche o eventualmente organizzative, oppure d'esercizio, sia possibile rispettare il requisito del consenso. La Commissione ha riaperto il procedimento.

In relazione alla vendita di energia elettrica a un terzo e non ai gestori di rete locali sono emerse domande riguardanti la misurazione. I produttori collegati alla rete elettrica dopo il 1° gennaio 2018 hanno diritto a uno smart meter; i relativi costi sono a carico del gestore di rete, indipendentemente dalla potenza dell'impianto. A seconda delle dimensioni dell'impianto possono variare i criteri per la misurazione: per gli impianti con una potenza superiore a 30 kVA la misurazione della produzione netta è prescritta dal diritto in materia di energia, a quelli con una potenza inferiore a 30 kVA è richiesta se la produzione netta viene immessa in rete. In assenza di consumo proprio, per la fornitura dei dati è possibile utilizzare la misurazione della produzione; se invece vi è consumo proprio l'effettiva immissione in rete (misurazione dell'eccedenza) dovrebbe se del caso essere misurata attraverso i dati degli smart meter (eventualmente in aggiunta). Il gestore di rete determina l'implementazione più efficiente. I produttori collegati alla rete elettrica prima del 1° gennaio 2018 non hanno diritto all'installazione di uno smart meter: se dispongono già di un sistema che consente di misurare il profilo di carico, i costi della misurazione continuano a essere sostenuti dal gestore di rete, altrimenti possono installare un dispositivo di misurazione a proprie spese.

3.11 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 sovvenzioni trasversali e a impedire i vantaggi derivanti dall'uso di informazioni relative al settore di rete. L'UFE è invece l'organo responsabile del perseguimento delle violazioni con rilevanza penale delle prescrizioni sulla disgiunzione. La ElCom ha risposto a numerose richieste di chiarimenti e ha informato e sensibilizzato i gestori di rete.

3.12 Remunerazione per la ripresa di energia

Nel 2022 non solo si è verificato un aumento dei prezzi dell'energia elettrica di portata mai registrata prima: a seguito di questa situazione la ElCom ha ricevuto dai piccoli impianti di produzione un numero di richieste record concernenti la remunerazione per l'immissione di produzione propria (la cosiddetta remunerazione per la ripresa di energia). In particolare, molti proprietari di piccoli impianti fotovoltaici volevano sapere se a seguito dell'aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica i gestori di rete locali avessero dovuto aumentare anche la remunerazione. Quest'ultima, tuttavia, è da definire principalmente mediante contratto, motivo per cui un rialzo dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica non obbliga direttamente i gestori di rete ad aumentare anche la remunerazione. Va detto però che i gestori di rete sono tenuti a ritirare e remunerare in modo adeguato, nel loro comprensorio, l'elettricità loro offerta generata a partire da energie rinnovabili nei piccoli impianti di produzione, precisamente in base ai costi sostenuti

per l'acquisto presso terzi di elettricità equivalente o ai costi di produzione dei propri impianti di produzione (cfr. art. 15 cpv. 1 lett. a e cpv. 3 LEné nonché art. 12 cpv. 1 OEn). A seguito dell'aumento dei costi, tendenzialmente queste regole per l'acquisto da terzi avrebbero dovuto provocare un incremento, ma in realtà valgono solo in forma sussidiaria nel senso di una regola minima qualora produttori e gestori di rete non trovino un accordo. Nella prassi molti gestori di rete procedono nel modo seguente: analogamente alle tariffe dell'energia elettrica, una volta all'anno calcolano un'offerta per la remunerazione che pubblicano a fine agosto sui tariffari e comunicano alla ElCom. In questo caso perlomeno si presuppone un contratto tacito (cfr. art. 6 CO) fintantoché il produttore non annuncia per la prima volta in maniera comprovata di non accettare la remunerazione.

Data la natura contrattuale della remunerazione, né una pubblicazione né una comunicazione alla ElCom ostano a una successiva modifi-

ca del tasso di remunerazione. Sembra tuttavia che molti gestori di rete, nella loro offerta, tengano conto almeno in parte dei criteri di cui all'articolo 12 capoverso 1 OEn (e quindi principalmente dei prezzi di mercato), dato che, come si può notare, i tassi di remunerazione sono stati aumentati in modo pressoché generalizzato. Ciò è avvenuto tuttavia in misura molto diversa e sussistono (o continuano a sussistere) grandi differenze tra i gestori di rete. Per esempio, alcuni hanno versato volontariamente il prezzo di mercato di riferimento per l'energia elettrica da impianti fotovoltaici fissato trimestralmente dall'UFE¹ (senza garanzia di origine) e aumentato considerevolmente la remunerazione. Ma il fatto che in un Comune confinante si paghino remunerazioni fino a cinque volte superiori o inferiori, risulta poco comprensibile agli occhi dei piccoli produttori e dei prosumer. Tuttavia, secondo uno studio del PF e dell'Università di Berna pubblicato nel gennaio 2023 non solo la redditività di un impianto fotovoltaico installato sul tetto di casa in Svizzera dipende in larga misura dalla remunerazione locale dell'elettricità solare: le basse remunerazioni di molti gestori di rete frenano anche il potenziamento del solare.² È inoltre opportuno ricordare che, a causa dell'aumento dei prezzi, sono emersi acquirenti terzi che offrono anche ai piccoli impianti di produzione la possibilità di acquistare la loro produzione. In linea di principio ciò è consentito, indi-

pendentemente dalle dimensioni dell'impianto. Per esempio, l'articolo 15 LEn e le relative disposizioni d'esecuzione stabiliscono solo un obbligo di ritiro da parte del gestore della rete e non un diritto al ritiro. Non vi è altresì nessun'altra norma di diritto federale né in materia di energia né di approvvigionamento elettrico contenente disposizioni che vietino ai produttori di vendere a terzi la loro produzione propria. Inoltre né la LEn né l'OEn contengono disposizioni sui termini di disdetta dell'accordo tra produttori e gestori di rete. I termini di disdetta devono essere stabiliti dal diritto contrattuale e questo è il motivo per cui la valutazione dei termini di disdetta non rientra nelle competenze della ElCom.

Nella decisione 222-00001 dell'11 maggio 2021 la ElCom ha esaminato per la prima volta l'articolo 12 capoverso 1 OEn, giungendo alla conclusione che la disposizione è conforme alla legge. Questa decisione è stata tuttavia impugnata e il relativo procedimento è pendente presso il Tribunale amministrativo federale. L'aspetto contestato è se sia lecito o meno considerare anche i costi di produzione dei propri impianti di produzione.

¹ Cfr. Art. 15 Cap. 1 Ordinanza sulla promozione della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili (OPEn RS 730.03).

² Tobias Schmidt e altri autori, «Quantifying the degree of fragmentation of policies in targeting household solar PV in Switzerland», pubblicato a gennaio 2023 pag. 4, 16 e 18 (consultabile su <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/596612>); v. anche il comunicato stampa «Flickenteppich bremst Solarausbau».

4 Sorveglianza del mercato



Nel 2022 si è assistito a un'impennata senza precedenti dei prezzi dell'elettricità. Partendo da prezzi medi di ca. 50 EUR/MWh, essi hanno raggiunto valori record, superiori a 1000 EUR/MWh (fonte dei prezzi «settlement»: EEX).

4.1 Andamento straordinario dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2022

Contrariamente alle aspettative di mercato dell'autunno 2021, gli sviluppi straordinari del mercato sono iniziati nel 2022 con l'interruzione della fornitura di gas verso l'Europa attraverso il Nord Stream 2. A causarla sono stati diversi ritardi nella certificazione del gasdotto, sfociati nel febbraio 2022 nel blocco dell'intero processo di certificazione da parte del Governo tedesco.

Il rialzo dei prezzi del mercato a termine, iniziato sin dalla fine del 2021 e proseguito nel 2022, ha registrato un'impennata straordinaria a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina il 24 febbraio 2022. Il 2022 è stato caratterizzato da una massiccia riduzione delle forniture di gas naturale dalla Russia verso l'Europa, che ha innescato un aumento vertiginoso dei prezzi dell'energia nel vecchio continente. Le forniture di gas trasportate in Europa attraverso il gasdotto Nord Stream 1 sono state ridotte una prima volta il 17 giugno 2022 al 40 per cento della loro capacità. Dopo la revisione programmata, il 26 luglio 2022 è seguita una riduzione al 20 per cento

della capacità. A fine agosto il gasdotto Nord Stream 1 è stato totalmente disattivato; a titolo di giustificazione sono stati addotti problemi nell'equipaggiamento. Da allora, il gasdotto non è più entrato in funzione. Alla fine di settembre, Norvegia e Danimarca hanno comunicato un sabotaggio e quattro fughe nei due gasdotti Nord Stream 1 e Nord Stream 2. Il Governo federale tedesco ha sospeso la certificazione del Nord Stream 2 già nel febbraio 2022, cosicché, contrariamente alle aspettative iniziali del mercato (prima dell'inizio della guerra), nel 2022 attraverso questo gasdotto non è stato più trasportato gas verso l'Europa.

Le nuove rotte di approvvigionamento che hanno provocato situazioni di criticità nelle infrastrutture europee del gas, la necessità di trovare fonti alternative di approvvigionamento del gas e sistemi di tariffazione non orientati alla situazione di crisi dell'approvvigionamento hanno contribuito alla volatilità e all'aumento dei prezzi.

Il 2022 è stato inoltre caratterizzato dalla disponibilità estremamente bassa delle centrali nucleari francesi indotta da tensocorrosioni impreviste in diversi reattori. Il livello più basso di disponibilità delle centrali nucleari francesi è stato raggiunto il 4 settembre 2022, con 22,9 GW a fronte di una capacità installata di 61,4 GW. A titolo di confronto, lo stesso giorno dell'anno precedente la disponibilità era di 46,4 GW. La situazione si è ulteriormente acuita nell'estate 2022 a causa sia delle elevate temperature dell'acqua sia della bassa portata dei fiumi francesi.

Se già nel 2021 la forbice di prezzo per il prodotto dell'anno successivo (anno di fornitura 2022) della Svizzera era elevata, con un prezzo massimo di 332 EUR/MWh, i prezzi del prodotto 2023 hanno raggiunto massimi mai visti prima, culminati nell'agosto 2022 con un prezzo per l'anno successivo Francia di oltre 1100 (!) EUR/MWh. Perché alla fine di agosto i prezzi erano così alti? Oltre al problema fon-

damentale dei prezzi elevati del gas dovuti alla guerra in Ucraina e alla scarsa disponibilità delle centrali nucleari francesi, nella Norvegia meridionale, nelle Alpi e nella penisola iberica è stato registrato un bilancio idrico deficitario che ha provocato un forte aumento dei prezzi. Inoltre, i bassi livelli dell'acqua nel Reno hanno limitato il trasporto di carbone.

Poco dopo questo picco estivo, fino alla fine dell'anno i prezzi hanno registrato una nuova, forte flessione. Mentre l'aumento dei prezzi ad agosto 2022 rispetto a inizio gennaio 2022 per una fornitura di elettricità in Svizzera nel 2023 era pari a +780 per cento (da 123 EUR/MWh a 1'082 EUR/MWh), a fine dicembre era «solo» del +116 per cento (da 123 EUR/MWh a 265 EUR/MWh).

Una descrizione più dettagliata dell'andamento dei prezzi sul mercato a termine e spot è consultabile nel rapporto sulla trasparenza del mercato della ElCom.

4.2 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Il 22 dicembre 2021 la ElCom è stata contattata dalla Alpiq AG. La società ha chiesto alla Confederazione un «sostegno temporaneo alla liquidità legato alla crisi energetica»; tale fabbisogno di liquidità era dovuto al forte rialzo dei prezzi nel commercio di energia elettrica. Poiché la borsa è la controparte del mercato azionario, un produttore di energia elettrica che già vende la sua futura produzione sul mercato a termine deve fornire prestazioni di garanzia sotto forma di contanti alla borsa o a un servizio di clearing. In caso di inadempimento del venditore, la borsa disporrebbe dei mezzi necessari per procurarsi a sua volta l'energia necessaria a eseguire l'operazione nei confronti dell'acquirente. Poiché i margini sono ricalcolati su base giornaliera, a seconda dei prezzi e della volatilità del mercato anche le prestazioni di garanzia da conferire cambiano quotidiana-

mente. A causa della straordinaria impennata dei prezzi registrata a dicembre, a quanto pare la Alpiq ha raggiunto i propri limiti in termini di liquidità. La società ha quindi trasmesso alla Confederazione una domanda di sostegno, in modo da poter rimanere operativa anche in caso di ulteriori aumenti dei prezzi. Il 3 gennaio 2023 la Alpiq ha ritirato la propria domanda.

Il 2 settembre 2022 la Axpo AG ha richiesto alla Confederazione un credito di 4,4 miliardi di franchi: a causa dei prezzi molto elevati di fine agosto, la società registrava margini call estremamente alti che non avrebbe potuto gestire senza il sostegno del Governo. Questa richiesta della Axpo AG ha rappresentato il catalizzatore per l'entrata in vigore della legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del set-

tore dell'energia elettrica (LAISE). La società ha quindi ottenuto una linea di credito di quattro miliardi di franchi per assicurare la liquidità nel contesto della crisi energetica.

A causa della messa fuori servizio, per motivi tecnici, delle centrali nucleari francesi, nel corso dell'anno i prezzi dell'energia elettrica hanno subito un ulteriore rialzo e la situazione di mercato è rimasta costantemente tesa. Nonostante i prezzi dell'energia elettrica e la volatilità siano nuovamente diminuiti verso la fine dell'anno, le attività connesse, tra cui la redazione di un rapporto settimanale sulla sicurezza dell'approvvigionamento destinato al Consiglio federale, hanno impegnato intensamente la ElCom.

L'andamento dei prezzi elevati e le relative conseguenze sono stati esaminati anche in occasione del seminario di quest'anno della Sezione Sorveglianza del mercato di ElCom. Il tema «Prezzi alti: opportunità o minacce per le compagnie energetiche?» è stato affrontato da diversi punti di vista. Per iniziare, la Commissione ha presentato il modello con cui misura i mutamenti del fabbisogno di liquidità in caso di variazioni dei prezzi sulla base di un portafoglio. Successivamente ha esaminato gli effetti dei prezzi elevati e delle esigenze di liquidità dal punto di vista di una borsa. Inoltre, sono stati affrontati i rischi conseguenti in termini di liquidità dal punto di vista di un'azienda elettrica. Il seminario si è concluso con un resoconto delle esperienze raccolte in materia di monitoraggio della liquidità nel settore finanziario.

Come ogni anno, durante il seminario è stato presentato il rapporto annuale sulla trasparenza del mercato che illustra in modo esauriente l'andamento annuale dei mercati spot e a termine e fornisce una panoramica completa delle principali attività e analisi della Sezione Sorveglianza del mercato.

L'aumento del volume di dati e i nuovi dati da trasmettere ai sensi dell'articolo 19 capoverso 2

LAISE hanno reso necessario uno sviluppo dell'infrastruttura di reporting della ElCom. Dati i tempi stretti, inizialmente questi dati sono stati trasmessi manualmente una volta al mese attraverso un canale sicuro. La trasmissione automatizzata dei dati tramite un fornitore di dati autorizzato (RRM) è iniziata il 1° gennaio 2023.

Anche quest'anno lo scambio con alcune autorità di regolazione dei Paesi confinanti si è svolto online. Questi incontri virtuali hanno permesso di discutere gli effetti degli elevati prezzi dell'energia nei singoli Paesi nonché gli attuali eventi di mercato e le necessarie misure. In tal senso si sono svolte anche sedute di coordinamento con FINMA, SIX ed EPEX Spot.

In qualità di membro del CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT), quest'anno la ElCom ha collaborato a livello europeo all'elaborazione di possibili misure volte mitigare le elevate esigenze in materia di liquidità. L'obiettivo principale è consistito nell'illustrare i requisiti di sicurezza del settore finanziario e il loro impatto sulle operazioni di copertura nel settore dell'energia. Ne sono seguiti colloqui con diversi servizi di clearing e scambi approfonditi con altre autorità di regolazione. Anche grazie a questi sforzi, l'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (ESMA) ha stabilito in autunno che le garanzie per il commercio di energia possono essere costituite non solo esclusivamente in contanti, ma anche sotto forma di garanzie bancarie.

Anche quest'anno il forum EMIT dell'ACER ha avuto come tema principale «Transparency and integrity of stressed power and gas markets». Nel 2022 i mercati all'ingrosso dell'energia elettrica europei hanno subito una forte pressione, tradottasi in prezzi elevati e grande volatilità. La situazione si è ulteriormente inasprita a causa delle crescenti esigenze in termini di sicurezza e margin call. L'ACER e diversi stakeholder hanno discusso

l'implementazione e il possibile sviluppo del REMIT, includendo temi quali la notifica delle transazioni, la qualità dei dati e la sorveglianza del mercato. L'ACER ha sottolineato l'intensificarsi del trading ad alta frequenza e l'evoluzione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, dove sempre più spesso si scambiano prodotti finanziari anziché i tradizionali prodotti del commercio all'ingrosso dell'ener-

gia. Infine, è stata discussa la revisione del regolamento di esecuzione REMIT: è stato proposto di estenderlo anche ai mercati dei servizi di sistema. Il Forum ha ribadito l'importanza del REMIT, soprattutto in un periodo di tensione dei mercati. Per quanto riguarda la divulgazione di informazioni fornite da insider, il forum accoglierebbe con favore una piattaforma unica gestita dall'ACER.

4.3 Sorveglianza del mercato nel 2022 in cifre

Nonostante la situazione di mercato straordinaria, nel 2021 il numero degli operatori di mercato registrati alla ElCom è passato da 82 a 86. Il numero di fornitori di dati collegati all'infrastruttura della ElCom, i cosiddetti «Registered Reporting Mechanism» (RRM) è invece rimasto invariato a 9, cifra questa che cambierà nel 2023 a seguito dell'avvio a fine anno del processo di registrazione alla ElCom di un ulteriore RRM.

Gli RRM trasmettono i dati degli operatori di mercato attivi sui mercati dell'energia dell'UE riguardanti le operazioni di trading effettuate su tali mercati e ora anche degli operatori di mercato di rilevanza sistemica sulla piazza economica Svizzera. Come negli anni passati, 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.

Date le nuove basi legali, nel 2022 il volume dei dati trasmessi è aumentato. Nel periodo in esame sono state notificate alla ElCom 59,6 milioni di transazioni standard con i corrispondenti ordini di trading. Si tratta di un incremento di oltre il 30 per cento rispetto all'anno precedente. In particolare, gli ordini notificati sono aumentati di 11,2 milioni di unità, mentre il numero dei contratti standard è aumentato solamente di 3,1 milioni di unità. I contratti standard notificati includono ora

anche le transazioni notificate sul mercato svizzero secondo la LAiSE. Questo aumento degli ordini trasmessi può essere spiegato con la tendenza ad attività di trading sempre più a breve termine e un conseguente maggiore impiego di algoritmi di trading automatizzati.

Tra i dati trasmessi, anche nel 2022 i contratti standard hanno rappresentato, con poco meno del 90 per cento, la maggior parte delle notifiche. Il predominio delle operazioni spot su quelle a termine, affermatosi nel corso degli anni passati nel quadro dei contratti standard, si è mantenuto tale, con un lieve aumento dal 95 al 96 per cento. Colpisce il fatto che la maggior parte dei dati trasmessi (74%) abbia riguardato il trading a breve termine continuo. Oltre ai contratti standard, gli operatori di mercato registrati hanno notificato un calo del 12 per cento dei contratti non standard.

Nello stesso periodo è invece diminuito, tra i dati trasmessi, il numero di dati fondamentali e informazioni fornite da insider. Sono state registrate 815 000 notifiche in meno rispetto al 2021, pari a una diminuzione di poco meno del 13 per cento rispetto all'anno precedente.

Per comprendere meglio le dinamiche e poter seguire in maniera efficiente il funzionamento dei mercati e i meccanismi di definizione dei prezzi, la ElCom tiene conto anche

di ulteriori dati, come i prezzi «settlement» di EEX ed EPEXSpot, utilizzati nelle analisi come riferimento, o le informazioni di Refinitiv. A titolo integrativo, per la redazione di report e analisi varie si ricorre anche alle informazioni provenienti da fonti pubbliche, come ad es. Swiss Meteo. Dal 2022 la ElCom acquisisce dati anche direttamente da ECC.

L'elaborazione e l'analisi dei dati raccolti consentono di valutare l'andamento sui mercati all'ingrosso svizzeri ed europei. In particolare il 2022 ha dimostrato quanto sia importante per la sicurezza dell'approvvigionamento seguire e analizzare attentamente l'andamento dei prez-

zi nei Paesi circostanti e le relative cause, essendo i prezzi di mercato svizzeri fortemente influenzati dagli sviluppi e dagli avvenimenti che si registrano in questi Paesi.

I dati fondamentali disponibili vengono utilizzati anche in varie pubblicazioni, soprattutto nei rapporti sui mercati spot e a termine e nel rapporto sulla trasparenza del mercato elettrico, utili agli operatori di mercato presenti sul lato della produzione e della distribuzione principalmente in un'ottica di migliore trasparenza. Tutti i dati disponibili, infatti, contribuiscono a una maggiore qualità delle analisi, degli studi e delle pubblicazioni a cura della ElCom.

4.4 Misure adottate in Svizzera: LAiSE, decisione ElCom, LVTE

Considerati gli sviluppi registrati all'inizio dell'anno e per far fronte a ulteriori richieste di sostegno finanziario federale da parte del settore energetico, sin dalla primavera 2022 sono stati avviati i lavori preliminari per la legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAI-SE). Il 30 settembre 2022 il progetto di legge è stato approvato dall'Assemblea federale.

A metà 2022, con l'acuirsi del rischio di ulteriori sospensioni delle forniture di gas dalla Russia, la situazione della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico si è ulteriormente inasprita. Si è reso pertanto necessario intensificare la sorveglianza sulla sicurezza dell'approvvigionamento anche in termini di approvvigionamento elettrico. Data l'interconnessione tra le aziende del comparto energetico attraverso le operazioni di trading, l'eventuale insolvenza di una di queste si sarebbe potuta ripercuotere anche su altre aziende e causare ulteriori insolvenze, minacciando così la stabilità del sistema e di conseguenza la sicurezza dell'approvvigionamento.

Per questa ragione la ElCom, conformemente all'articolo 25 capoverso 1 LAEI ha disposto per le tre principali imprese svizzere del settore dell'energia la trasmissione di tutti i contratti standard stipulati sino a tale data per il periodo di fornitura 2022 e per i periodi futuri, concernenti il commercio all'ingrosso di energia elettrica, con la Svizzera come luogo di fornitura e una durata della fornitura di almeno un mese. Tale disposizione non riguardava i dati relativi ai prodotti negoziati sul mercato EPEX SPOT, già trasmessi alla ElCom.

Con la richiesta della Axpo AG di un sostegno finanziario da parte della Confederazione, il 1° ottobre 2022 è entrata in vigore la LAiSE già predisposta. Questa legge disciplina gli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario alle imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica con problemi di liquidità, al fine di garantire l'approvvigionamento elettrico in Svizzera anche in caso di sviluppi imprevisti.

In qualità di autorità specialistica, la ElCom determina quali imprese del comparto elettrico svizzero siano di rilevanza sistemica.

Inoltre, ai sensi dell'articolo 19 capoverso 2 LAiSE la Commissione analizza ed elabora documenti e informazioni sulle operazioni commerciali concluse nel settore dell'energia e sugli sviluppi di mercato, in seguito ai quali le imprese di rilevanza sistemica potrebbero necessitare di ulteriore liquidità.

Infine, a partire dalla data di richiesta del credito, la ElCom monitora il fabbisogno di liquidità dell'impresa in questione sulla base delle posizioni di rischio aperte con le controparti e delle prestazioni di garanzia depositate (margin call)

su tutti i mercati organizzati dell'elettricità. Per poter fare ciò, l'attuale sistema di monitoraggio del mercato è stato implementato con un ulteriore modulo. Il reporting interno previsto dalla LAiSE prenderà il via nel 2023. Il 16 dicembre 2022 il Consiglio federale ha posto in consultazione la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE): in questo nuovo progetto di legge, concernente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia elettrica e del gas in Svizzera, la ElCom è stata designata l'autorità di vigilanza per entrambi i mercati.

4.5 Provvedimenti dell'UE per la riduzione dei prezzi dell'energia

L'UE ha analizzato le conseguenze dell'aumento dei prezzi dell'energia sull'industria e sui consumatori finali e ha elaborato corrispondenti misure. In vista dei possibili effetti sulla Svizzera, queste misure sono state esaminate in seno a un gruppo di lavoro in collaborazione con l'UFE e nel rapporto settimanale della ElCom al Consiglio federale. Nel 2022 l'UE ha approvato, tra gli altri, i seguenti pacchetti di misure volti a ridurre i prezzi dell'energia:

- un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno, approvato a ottobre 2021 e ampliato a marzo 2022;
- il regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio, del 6 ottobre 2022, relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia;
- il regolamento (UE) 2022/2576 del Consiglio, del 19 dicembre 2022, che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas;
- il regolamento (UE) 2022/2578 del Consiglio, del 22 dicembre 2022, che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati;

- il regolamento (UE) 2022/2577 del Consiglio, del 22 dicembre 2022, che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili.

Il pacchetto di misure consente di estendere la regolazione dei prezzi ai consumatori finali per i mercati del gas e dell'energia elettrica. In caso di interruzione completa delle forniture di gas dalla Russia, si avrebbe così la possibilità di fissare per via amministrativa un tetto massimo di prezzo per tutte le importazioni di gas. Inoltre il pacchetto prevede misure per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili nonché pagamenti una tantum alle economie domestiche.

Il regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio, del 6 ottobre 2022, relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia si pone i seguenti obiettivi:

- ridurre la domanda di energia elettrica,
- definire un tetto sui ricavi del mercato elettrico e la distribuzione dei ricavi eccedenti ai consumatori finali,
- introdurre un contributo di solidarietà a carico delle imprese del settore petrolifero e del gas,
- consentire agli Stati membri, in deroga

alle disposizioni della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (UE/2019/944), di introdurre tariffe regolate per le economie domestiche e le PMI.

Per quanto riguarda la domanda di energia elettrica, gli Stati membri dell'UE attuano misure volte a ridurre – nel periodo novembre 2022/marzo 2023 – il consumo lordo mensile di energia elettrica del 10 per cento rispetto al consumo medio mensile degli ultimi cinque anni. Inoltre ogni Stato membro è tenuto a ridurre del 5 per cento il proprio consumo lordo di energia elettrica in determinate fasce orarie di picco in cui si prevedono i prezzi massimi. Il tetto sui ricavi di mercato ai produttori di energia elettrica generata da energia eolica, solare, geotermica e idroelettrica senza serbatoio nonché da biomassa (escluso il biometano), rifiuti, energia nucleare, lignite, petrolio e prodotti del petrolio greggio è fissato a 180 EUR/MWh. Il tetto si applica a tutte le transazioni di tutti i periodi (anni, trimestre, day-ahead, intraday), a prescindere che l'energia elettrica sia negoziata fuori borsa (OTC) o in borsa. Sono esclusi dal campo d'applicazione del regolamento gli obblighi contrattuali in essere o futuri, un contratto di acquisto di energia elettrica (Power Purchase Agreement PPA) oppure le operazioni a termine che generano ricavi di mercato derivanti dalla produzione di elettricità inferiori al tetto fissato.

Il regolamento (UE) 2022/2576 del Consiglio, del 19 dicembre 2022, che promuove la solidarietà, prevede norme concernenti la celere istituzione di un servizio di aggregazione della domanda e di acquisto in comune del gas da parte delle imprese stabilite nell'Unione, piattaforme di prenotazione di capacità secondaria e di trasparenza per gli impianti GNL e gli impianti di stoccaggio del gas nonché la gestione della congestione nelle reti di trasporto del gas. Per evitare un livello eccessivamente elevato dei prezzi, è prevista l'introduzione

di un meccanismo di gestione della volatilità infragiornaliera per le variazioni eccessive dei prezzi e di un parametro di riferimento ad hoc per i prezzi del GNL che sarà definito dall'ACER. Inoltre il regolamento stabilisce misure temporanee, in caso di emergenza nell'approvvigionamento di gas, per distribuire equamente il gas a livello transfrontaliero e garantire la fornitura di gas ai clienti più critici, e l'attuazione di misure di solidarietà transfrontaliera. È previsto altresì l'obbligo di aggregazione della domanda per una quantità pari al 15 per cento del fabbisogno di stoccaggio dell'UE. Queste misure mirano a sfruttare in modo efficace il potere di mercato dell'UE ed evitare la concorrenza tra gli Stati membri.

Il regolamento (UE) 2022/2578 del Consiglio, del 22 dicembre 2022, che istituisce un meccanismo di correzione del mercato prevede l'attivazione automatica del meccanismo di correzione del mercato nel momento in cui si verifica il seguente «evento»:

- il prezzo di regolamento dei derivati TTF front month supera 180 EUR/MWh per tre giorni lavorativi e
- negli stessi tre giorni il prezzo TTF front month sui mercati globali è superiore di 35 EUR al prezzo di riferimento per il GNL.

Una volta attivato, il limite dinamico di offerta si applica per un minimo di 20 giorni lavorativi. Il regolamento è entrato in vigore il 15 febbraio 2023 e ha una validità di un anno. Il tetto fissato non si applica alle operazioni fuori borsa (OTC), alle borse day-ahead e intraday. Entro il 1° novembre 2023 la Commissione procederà all'esame del regolamento considerando la situazione generale dell'approvvigionamento del gas e in base all'esito proporrà l'eventuale proroga della sua validità.

Se per tre giorni lavorativi consecutivi il limite dinamico di offerta è inferiore a 180 EUR/MWh (ossia il prezzo di riferimento è inferiore

a 145 EUR/MWh), trascorsi 20 giorni dal verificarsi dell'evento di correzione del mercato, il limite dinamico di offerta è automaticamente disattivato. Questa disattivazione interviene anche nel caso in cui la Commissione europea, conformemente al regolamento concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, dichiara lo stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione, in particolare in caso di deterioramento significativo della situazione di approvvigionamento

di gas che porta a una situazione in cui l'approvvigionamento di gas è insufficiente a soddisfare la rimanente domanda di gas («razionamento»). In entrambi i casi l'ACER pubblica sul proprio sito web un «avviso di disattivazione».

Infine, il regolamento che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili mira a velocizzare la procedura di autorizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e ne stabilisce i termini esatti.

4.6 Strategie di hedging e fabbisogno di liquidità per il piano di salvataggio

Nel giugno 2021 il prof. Karl Frauendorfer, in collaborazione con Robert Gutsche, ha pubblicato uno studio destinato agli stakeholder del comparto elettrico svizzero intitolato «Empirische Analysen zu Finanzberichten der Alpiq, Axpo, BKW».

Nei suoi due successivi studi del maggio 2022 («Alpiq: Quo Vadis?» e «Geschäftsmodell der Axpo: Cui Bono?») il prof. Karl Frauendorfer sostiene la tesi secondo cui Alpiq e Axpo praticano la costituzione graduale di posizioni di proprietary trading speculative. L'effettiva copertura della produzione di energia elettrica si discosta notevolmente da una copertura distribuita in modo uniforme (lineare su tre anni). Nel 2021 il valore lordo dei derivati energetici e il volume dei saldi erano nettamente superiori rispetto all'anno precedente. Per questo motivo il prof. Karl Frauendorfer ha ritenuto che l'eventuale importo per il piano di salvataggio dovesse essere più elevato.

La ElCom ha analizzato gli studi del prof. Karl Frauendorfer. In particolare, dalla copertura con future liquidi sono state riprodotte le metriche di gestione per il risultato finanziario, al fine di stimare il fabbisogno di liquidità derivante dalla copertura della produzione sul mercato all'ingrosso. Ciò avrebbe dovuto consentire di stimare l'importo indicato per il piano di

salvataggio. Si è supposto che le imprese di approvvigionamento energetico svizzere di rilevanza sistemica attuino una strategia di copertura deterministica triennale (Hedge Index). «Deterministica» significa che la copertura viene fornita in modo uniforme durante l'esercizio annuo, indipendentemente dai prezzi di mercato e ogni giorno con gli stessi volumi di scambio. Per ragioni di liquidità e ai fini di semplificazione, sono stati presi in considerazione solo i corsi di chiusura dei prodotti annuali tedeschi. La Commissione è consapevole che la strategia di copertura dei produttori non si concentra solo sui prodotti annuali o sul mercato tedesco; tuttavia, tale adattamento dovrebbe essere sufficiente per determinare l'ordine di grandezza del piano di salvataggio.

Alla data di chiusura del bilancio (31 dicembre 2021) per una copertura anticipata della produzione per tre anni, la ElCom ha calcolato un prezzo di copertura per l'anno di fornitura 2022 di 60.16 EUR/MWh, per l'anno di fornitura 2023 di 57.93 EUR/MWh e per l'anno di fornitura 2024 di 62.89 EUR/MWh. Al 31 dicembre 2021 il prezzo di chiusura EEX per questi anni civili era di 219.88 EUR/MWh per il 2022, di 125.14 EUR/MWh per il 2023 e di 88.55 EUR/MWh per il 2024. Per fabbisogno di liquidità si intende la variazione di valore del contratto alla data di riferimento. Ciò significa che per questo contrat-

to la differenza tra il prezzo di copertura e il prezzo di chiusura EEX corrisponde al margine di variazione effettivo che per le operazioni di borsa è sempre dovuto e che per le operazioni di negoziazione OTC è dovuto solo se è stato concordato un CSA (Credit Support Annex) con la controparte. Nel fabbisogno di liquidità del prof. Frauendorfer non viene presa in considerazione la liquidità aggiuntiva sotto forma di margine iniziale, che diventa esigibile con la negoziazione in borsa e con la quale la borsa si tutela da eventuali andamenti dei prezzi nei due giorni di negoziazione successivi, allo scopo di poter effettuare il riacquisto sul mercato senza perdite in caso di inadempimento di una controparte. Ciò è motivato dal fatto che il margine iniziale affluisce nuovamente alla fornitura del contratto; tuttavia, l'azienda energetica deve ovviamente essere in grado di mettere a disposizione tali risorse liquide prima della fornitura.

Secondo la ElCom, il fabbisogno di liquidità derivante dall'Hedge Index sottovaluta il fabbisogno effettivo di liquidità quando l'operatore di mercato negozia intensamente in borsa, mentre è sopravvalutato quando l'operatore di mercato si limita a negoziare OTC con controparti senza accordo CSA.

Si sostiene che il dimensionamento del piano di salvataggio non dovrebbe essere fatto solo

in base al volume di produzione, in quanto in caso di crisi è determinante il fabbisogno di liquidità richiesto da tutte le operazioni di negoziazione nell'ambito della gestione del portafoglio di negoziazione. Il proprietary trading speculativo è incluso nel portafoglio.

La ElCom ha ritenuto che per il dimensionamento del piano di salvataggio occorra calcolare il fabbisogno di liquidità che potrebbe sorgere se i prezzi all'ingrosso continueranno ad aumentare a partire dal secondo trimestre del 2022 (data dell'elaborazione interna del piano di salvataggio da parte della Confederazione), in quanto le imprese fino a quel momento erano in grado di gestire le esigenze.

Dalle discussioni di allora con gli operatori di mercato è emerso che le strategie di copertura per l'anno di fornitura 2025 (che avrebbero dovuto iniziare nel mese di gennaio 2022) sono state parzialmente bloccate o ridotte a causa del crescente fabbisogno di liquidità in borsa. Si tratta di un rischio di mercato accettato per ridurre il rischio di liquidità, inoltre gli operatori hanno già implementato molte misure per ridurre il fabbisogno di liquidità. Calcolare il fabbisogno di liquidità derivante dalle strategie di proprietary trading è difficile. Per il momento, la ElCom non ha ritenuto necessario modificare l'ammontare del piano di salvataggio.

4.7 Analisi del sondaggio svolto dalla CRE

Nel 2022 i prezzi di mercato dell'energia elettrica hanno subito un forte incremento. A causa della scarsa disponibilità delle centrali nucleari francesi nel 2022, questo fenomeno ha interessato in modo ancora più marcato il mercato francese, facendo emergere alcune questioni. I prezzi forward dovrebbero rappresentare la media dei prezzi attesi nel periodo considerato, ma in questo caso includevano anche un premio di rischio introdotto a causa del quadro in-

certo e della conseguente visione negativa delle condizioni di mercato. Proprio nel caso dei prodotti francesi, è emerso che il premio di rischio incluso nei prezzi futuri era di gran lunga superiore a quanto ci si potesse aspettare, anche ipotizzando lo scenario più pessimistico per il prossimo inverno. Questo fenomeno risultava particolarmente evidente nella differenza di prezzo tra Francia e Germania nei prodotti a termine per l'inverno 2022-2023 (v. figura 10).



Figure 10 : Figura 10: Differenza di prezzo Germania vs. Francia, prodotti a termine baseload T4 2022, T1 2023 e CAL 2023

Date queste premesse, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ha voluto analizzare il fenomeno e nell'agosto 2022 ha svolto un sondaggio tra i 44 principali operatori presenti sul mercato francese per conoscerne strategie e aspettative.

Questa analisi ha riguardato anche operatori di mercato svizzeri che operano sul territorio francese. Al fine di garantire la loro produzione e gestire al meglio e tempestivamente i rischi connessi (prezzo, volume ecc.), gli operatori di mercato svizzeri sono molto attivi sul mercato francese. Conformemente all'articolo 26a OAEI, la ElCom ha potuto consultare le risposte dei quattro operatori di mercato svizzeri.

Nell'ambito della sua analisi, la CRE ha intervistato gli operatori di mercato in merito alle loro strategie di negoziazione, alle loro attività di copertura, alla loro metodologia di gestione del rischio di mercato e alle loro strategie. L'ambito considerato si limitava ai prodotti FR T4 2022, FR T1 2023 e FR CAL 2023. Dalle risposte pervenute alla ElCom è emerso che le mutate condizioni di mercato hanno modifica-

to il comportamento commerciale degli operatori. Sono state rilevate tre variazioni principali.

A causa dell'elevata volatilità dei mercati, i diversi operatori hanno innanzitutto adattato la propria gestione del rischio. I rischi connessi alle posizioni e alla liquidità sembrano essere oggetto di un monitoraggio più attento e di una verifica più regolare dei limiti interni.

In secondo luogo, a causa dell'aumento dei rischi, è stata segnalata anche una limitazione globale delle attività di negoziazione. Ad esempio, alcuni attori hanno introdotto misure restrittive per quanto riguarda la negoziazione e il proprietary trading. Ciò ha contribuito a ridurre le attività sul mercato francese. Al contempo l'aumento delle richieste di margine sulle borse dell'energia elettrica, dovuto ai prezzi elevati, ha indotto i partecipanti a ridurre drasticamente le negoziazioni sulle borse al fine di limitare il rischio di liquidità associato.

In terzo luogo, poiché il mercato francese presenta un premio di rischio molto elevato rispetto agli altri Paesi limitrofi, gli operatori

svizzeri hanno riconsiderato la propria strategia commerciale. Per ragioni di rischio, il mercato tedesco è stato preferito al mercato francese come strumento di copertura. Inoltre, alcuni operatori sembrano aver optato per una riduzione delle attività di negoziazione sui mercati a termine e per uno spostamento verso prodotti a breve termine, preferendo essere più esposti al rischio di prezzo (siccome la copertura del rischio si effettua solo in un secondo tempo) che al rischio di volume (a causa degli aggiornamenti delle previsioni sul-

la disponibilità degli strumenti di produzione). Il ritiro degli operatori dal mercato francese a lungo termine è stato constatato anche dalla CRE.¹ Inoltre, sembra che tra gli acquirenti che devono coprire il proprio consumo e approvvigionamento alcuni abbiano al tempo stesso acquistato prima rispetto al passato i quantitativi necessari. Questa distorsione potrebbe aver contribuito ad una maggiore volatilità dei prezzi sul mercato francese.

¹ Cfr. *Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023 - CRE*

4.8 Monitoraggio degli spread dei prodotti invernali

Nel 2022 la sezione Sorveglianza del mercato ha prestato particolare attenzione allo sviluppo degli spread dei prodotti invernali. Ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera, è stata osservata la differenza di prezzo tra T4 22 e T1 23 Base, ma anche tra i mesi di dicembre 2022 e gennaio, febbraio e marzo 2023. Nell'inverno 2022/2023 sono stati costantemente monitorati anche gli spread tra la Svizzera e la Francia e tra la Svizzera e l'Italia.

Se i prezzi del mercato all'ingrosso per T4 22 sono superiori a quelli di T1 23, o se i prezzi di dicembre 2022 sono superiori a quelli di gennaio o febbraio 2023, l'esaurimento delle scorte potrebbe essere più rapido del normale, aumentando notevolmente il rischio di penuria di elettricità verso la fine dell'inverno. La differenza di prezzo rispetto ai Paesi confinanti lascia intuire i flussi commerciali attesi.

Le differenze di prezzo nel T1 23 Base tra la Svizzera e i Paesi confinanti sono notevolmente cambiate nel corso dell'anno. Se alla fine di agosto 2022 il T1 23 Base in Svizzera era ancora negoziato per 1000 EUR/MWh tramite l'Italia e circa 400 EUR/MWh tramite la Germania (vicina al livello dei prezzi francesi), alla fine del 2022 il T1 23 Base era a livelli simili in tutti i Paesi. Il mercato valutava come più ele-

vato il rischio di penuria in Francia, Svizzera e Germania nell'estate 2022, a causa della bassa produzione delle centrali nucleari francesi e di una possibile carenza di gas in Germania. Il rischio di penuria di gas in Italia era significativamente inferiore grazie alla buona connessione del Paese al mercato GNL internazionale, per cui i prezzi a termine italiani non includevano un supplemento di rischio rispetto ai costi marginali delle centrali a gas.

Tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 le differenze di prezzo rispecchiavano la situazione più rilassata per l'inverno 2022/2023. Il clima più mite del quarto trimestre 2022 e il conseguente minor consumo di gas hanno portato all'inizio del 2023 a un livello di stoccaggio del gas elevato nell'Europa nord-occidentale (84,5%). Le riserve idriche svizzere hanno iniziato il 2023 a un livello molto alto grazie alle precipitazioni più forti, alle temperature miti e ai prezzi spot più bassi verso la fine dell'anno. Il miglioramento della disponibilità delle centrali nucleari francesi verso la fine del 2022 ha dissolto anche il supplemento di rischio sul mercato francese, cosicché verso la fine dell'anno la differenza di prezzo tra i Paesi si è ridotta notevolmente sia per l'anno di fornitura 2023 sia per il primo trimestre 2023 e i prezzi si sono avvicinati ai costi marginali delle centrali a gas.

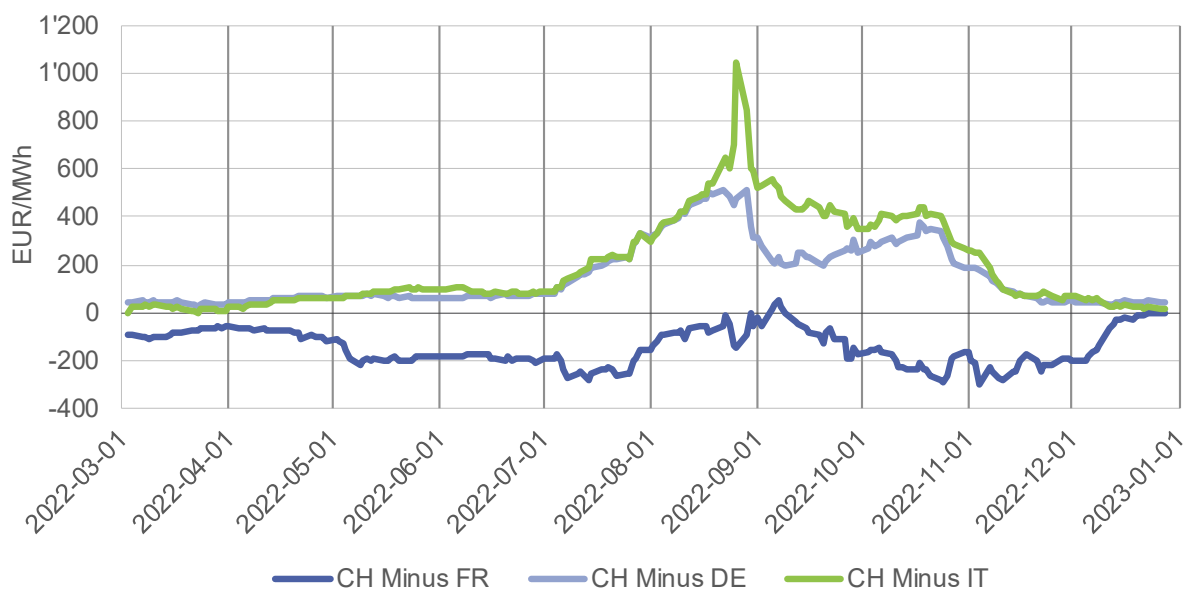


Figura 11: Differenza di prezzo tra la Svizzera e i Paesi confinanti Francia, Germania e Italia nel T1 2023 Base

Questo allentamento della situazione si è potuto osservare anche per quanto riguarda i prezzi nei mesi invernali in Svizzera. Se nel mese di ottobre 2022 le negoziazioni per gennaio e febbraio 2023 erano ancora nettamente al di sopra di dicembre

2022 e marzo 2023, a novembre i prodotti mensili si erano avvicinati. Alla fine di dicembre, la media dei prezzi spot di dicembre era addirittura inferiore ai prezzi del mercato a termine di gennaio, febbraio e marzo 2023 (v. figura 12).

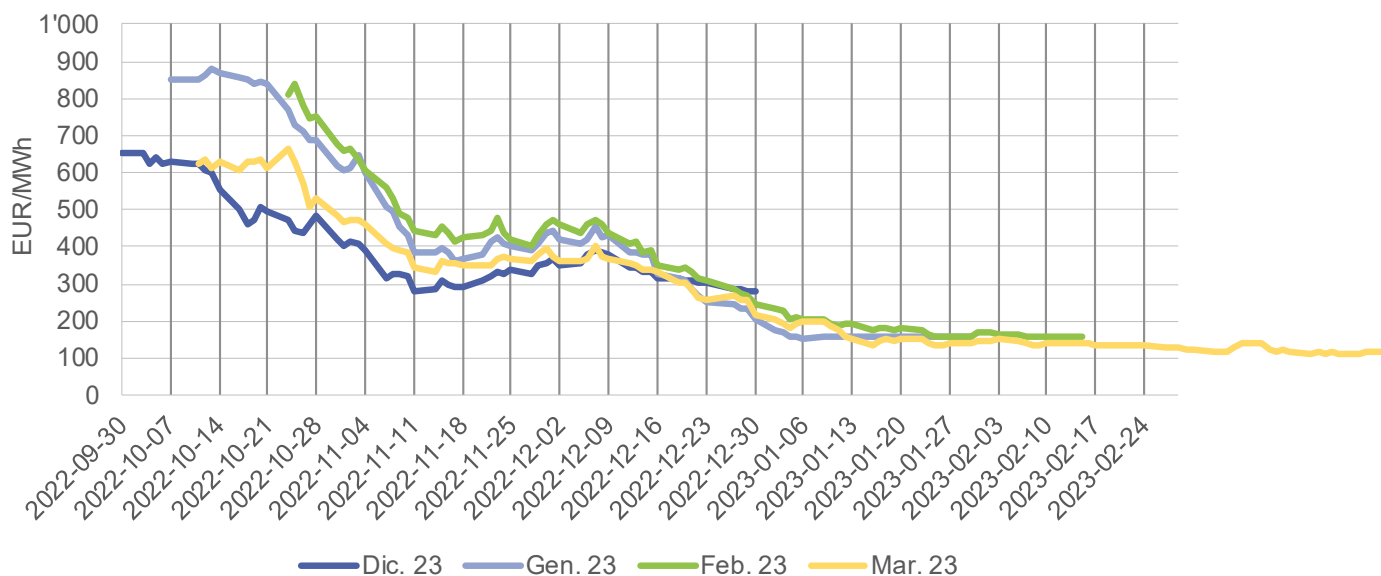


Figura 12: Corsi di chiusura dei prodotti mensili Base Svizzera per dicembre 2022, gennaio, febbraio e marzo 2023 dall'1.10.2022 al 09.01.2023. Prima dell'inizio della fornitura sono raffigurati i corsi di chiusura EEX, alla fornitura la media dei prezzi spot EPEX e i corsi di chiusura dei prodotti giornalieri e settimanali EEX ancora da fornire. Al termine della fornitura il prezzo riflette la media dei prezzi spot EPEX

5 Sicurezza di approvvigionamento



In diversi Paesi l'energia eolica fornisce un contributo sostanziale alla sicurezza di approvvigionamento. In Svizzera la quota di elettricità prodotta dagli impianti eolici è relativamente limitata. Nell'immagine un impianto eolico nell'Entlebuch.

5.1 Introduzione

Ai sensi della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI, art. 22 cpv. 3 e 4), la ElCom è responsabile di sorvegliare la sicurezza dell'approvvigionamento. Qualora si prospetti una notevole minaccia a medio o lungo termine per l'approvvigionamento indigeno, la ElCom sottopone al Consiglio federale provvedimenti secondo l'articolo 9 LAEI. Tali provvedimenti possono riguardare l'uso efficiente dell'elettricità, l'acquisto di energia elettrica o il rafforzamento e il potenziamento delle reti elettriche. La sicurezza dell'approvvigionamento è garantita quando in ogni momento è disponibile su tutta la rete la quantità di energia elettrica desiderata, con la necessaria qualità e a prezzi adeguati. Nell'anno in esame la sicurezza dell'approvvigionamento

è stata in ampia misura influenzata negativamente dalla guerra in Ucraina e dalla disponibilità delle centrali nucleari francesi a livelli mai così bassi, cosa che ha portato anche a livelli e picchi di prezzo storicamente elevati sul mercato dell'elettricità europeo e svizzero (cfr. punto 4.1 e, per dettagli e ulteriori informazioni sull'andamento dei prezzi, il rapporto sulla trasparenza del mercato di ElCom pubblicato a maggio 2023). La situazione tesa del mercato e dell'approvvigionamento ha condotto a un monitoraggio più approfondito della situazione dell'approvvigionamento da parte della ElCom, con il coinvolgimento di altre autorità federali e di Swissgrid, nell'ambito del gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

5.2 Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento

Per adempiere al proprio 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.

5.2.1 Analisi retrospettiva dell'inverno 2021/2022

A seguito dell'aumento del prezzo del gas, come pure di altre commodities, nel corso del 2021 è stato registrato un aumento continuo dei prezzi dell'energia elettrica. A far schizzare verso l'alto i prezzi è stata anche la disponibilità inferiore alla media delle centrali nucleari francesi che a metà dicembre 2021, per motivi di sicurezza, ha indotto a mettere fuori servizio i quattro blocchi principali. A seguito di questa decisione, nel periodo natalizio i prezzi hanno toccato valori record, in particolare sul mercato francese, ma con ripercussioni sui prezzi anche in Svizzera e nei Paesi confinanti.

A causa dei prezzi elevati sono emersi i primi problemi di liquidità di alcune aziende di approvvigionamento energetico in Svizzera e all'estero, problemi che alla fine hanno indotto anche la Svizzera a introdurre e attivare un piano di salvataggio per le imprese di rilevanza sistemica sul mercato dell'energia¹ (cfr. anche punto 4.6).

Da dicembre 2021 la Svizzera ha potuto contare sulla piena disponibilità delle centrali nucleari per l'inverno, e all'inizio del 2022 i bacini di accumulazione svizzeri evidenziavano livelli di riempimento nella norma. La rete di trasporto ha garantito una buona disponibilità e anche le

capacità di importazione ed esportazione si sono mantenute al consueto livello.

Dopo il parziale allentamento della tensione sul mercato all'inizio del 2022, con la guerra in Ucraina i prezzi hanno subito un nuovo forte aumento. A spingere i prezzi verso l'alto è stata soprattutto l'incertezza riguardante le forniture di gas russe all'Europa.

Nonostante i prezzi di mercato elevati e la ridotta disponibilità delle centrali nucleari francesi, nell'inverno 2021/2022 la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera è stata ampiamente garantita. A ciò hanno contribuito, da un lato, la rete di trasporto disponibile in ampia misura e le corrispondenti buone possibilità di importazione e, dall'altro, le capacità di produzione sufficienti ancora presenti in Europa – soprattutto in Germania e Italia – che insieme alle elevate capacità d'importazione hanno influito positivamente sulla situazione dell'approvvigionamento in Svizzera alla fine dell'inverno. Oltre a ciò, si sono registrati una buona disponibilità delle centrali nucleari svizzere e un livello di riempimento dei bacini di accumulazione nella norma.

¹ Cfr. Comunicati stampa "Ucraina: il Consiglio federale adotta il messaggio sul piano di salvataggio per il settore dell'energia elettrica" e "Energia: il Consiglio federale attiva il piano di salvataggio e accorda una linea di credito alla Axpo"

5.2.2 Eventi di rilievo nel corso dell'anno

Il gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento, presieduto dalla ElCom, si è riunito per la prima volta nel corso dell'estate per sorvegliare da vicino la delicata situazione dell'approvvigionamento di elettricità, che si rifletteva nel persistere di prezzi elevati.

Nonostante la situazione delle forniture di gas continuasse a rappresentare un elemento di forte pressione, lo stoccaggio di questa materia prima è avvenuto secondo i livelli previsti, permettendo di raggiungere i valori prefissati.

Oltre alla situazione delle forniture di gas, anche la ridotta disponibilità delle centrali nucleari francesi dovuta a problemi provocati dalla tensocorrosione continuava a rappresentare un elemento critico. La ricerca di una soluzione è proseguita per tutta l'estate e ha portato a un livello di disponibilità eccezionalmente basso, mai registrato prima.

Anche il persistere di temperature estive elevate ha avuto un impatto sull'esercizio delle centrali nucleari, in quanto per evitare che la

temperatura dell'acqua dei fiumi raggiunga valori elevati può rendersi necessaria una riduzione o un'interruzione della produzione. Per motivi legati alla sicurezza dell'approvvigionamento, in luglio la ElCom ha negato l'autorizzazione per la chiusura completa della centrale nucleare di Beznau, il che ha permesso di mantenere una produzione ridotta.

Per potenziare l'approvvigionamento energetico in vista dell'inverno, nell'anno in esame sono state decise svariate misure, tra cui (cfr. punto 5.3) la riserva di energia idroelettrica, la costruzione di una centrale di riserva a Birr (AG) e l'aumento delle capacità nella rete di trasporto. Inoltre, sempre a sostegno della sicurezza dell'approvvigionamento, sono proseguiti i lavori preparatori per l'incremento temporaneo della tensione da 220 a 380 kV per l'inverno 2022/2023. L'esercizio test per l'incremento della tensione delle linee Bickigen–Chippis e Basscourt–Mühleberg è previsto a partire da gennaio 2023.

5.2.3 Situazione nell'inverno 2022/2023

Dopo i livelli record registrati a settembre, un netto allentamento dei prezzi dell'energia elettrica nell'UE ha portato a una loro stabilizzazione a livelli elevati. A ciò hanno contribuito il clima mite fino a fine anno, la buona produzione idroelettrica e la crescente disponibilità delle centrali nucleari francesi. La guerra in Ucraina (gas) e la disponibilità delle centrali nucleari francesi (elettricità) hanno continuato a rappresentare i principali catalizzatori. La situazione critica del gas si è allentata, anche grazie alle importazioni di GNL in Europa, e i livelli di stoccaggio erano elevati.

Per le centrali nucleari francesi si prevedeva una disponibilità ai minimi storici per l'inverno, ma con l'aumentare della produzione, dopo un lungo periodo di incertezza, le previsioni sono apparse nuovamente piuttosto attendibili.

In risposta ai prezzi elevati e alla difficile situazione dell'approvvigionamento energetico, la Germania ha deciso di prorogare l'autorizzazione per la produzione di energia elettrica a partire dall'energia nucleare e dal carbone o di riattivare le centrali elettriche. Ciò ha permesso di mantenere capacità di importazione elevate e la possibilità di ridispacciamento, con un effetto positivo sul sostegno reciproco alla sicurezza dell'approvvigionamento dei due Paesi.

La ElCom ha seguito inoltre uno studio Adequacy per l'analisi della sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine per l'inverno 2022/2023 in Svizzera, redatto da Swissgrid.

Internamente alla ElCom sono state attuate misure globali volte al mantenimento delle attività anche in caso di interruzione della corrente o carenza di energia elettrica.

1 cf. Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023 (solo in tedesco)

In inverno la disponibilità delle centrali nucleari svizzere era totale e le riserve svizzere pronte all'impiego (riserva di energia idroelettrica 400 GWh da dicembre, centrali di riserva di Birr (circa 250 MW), Cornaux (circa 30 MW) e Monthey (circa 40 MW) da febbraio/marzo 2023).

Nella rete di trasporto l'esercizio era garantito e per gli incrementi temporanei della tensione di alcune linee (si veda sopra) la disponibilità operativa era assicurata da gennaio.

L'irrompere del freddo da metà gennaio 2023 ha influenzato poco il funzionamento dell'intero sistema. In conseguenza di ciò, la ElCom ha valutato che le prospettive future sulla sicurezza dell'approvvigionamento fossero leggermente meno critiche.

5.3 Riserva invernale

Per prevenire una carenza di energia elettrica nell'inverno il Consiglio federale ha adottato diversi provvedimenti, tra cui la creazione di una riserva di energia idroelettrica e la costruzione di una centrale di riserva a Birr (AG)

nonché l'approntamento di una riserva complementare attraverso la messa a disposizione di altre centrali di riserva (Cornaux e Monthey) e gruppi elettrogeni di emergenza.

5.3.1 Riserva di energia idroelettrica

Con l'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI; RS 734.722) il Consiglio federale ha incaricato, tra gli altri, la ElCom di creare una riserva di energia idroelettrica per l'inverno 2022/2023. Le basi legali della riserva di energia idroelettrica sono costituite dagli articoli 9, 29 capoverso 1 lettera g e 30 capoverso 2 della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7) e dall'articolo 5 capoverso 4 della legge federale del 17 giugno 2016 sull'approvvigionamento economico del Paese.

la riserva di energia idroelettrica una quantità pari a 500 GWh con un margine di tolleranza di +/- 166 GWh, da detenere tra il 1° dicembre 2022 e il 15 maggio 2023. Nell'ambito della successiva asta sono stati acquistati 400 GWh e non l'intera quantità di 500 GWh, poiché a causa della struttura dell'offerta i costi supplementari non possono essere giustificati dal punto di vista economico. Oltre al compenso per la detenzione della riserva, viene corrisposto anche un indennizzo per il prelievo. Concretamente, si ricorre alla riserva nel momento in cui il mercato non è più in grado di soddisfare la domanda.

La riserva di energia idroelettrica assicura che, sul finire dell'inverno, l'approvvigionamento elettrico in Svizzera possa essere garantito su un orizzonte temporale di alcune settimane, anche in caso di aumento del consumo interno, di calo della disponibilità delle centrali elettriche nazionali e di ridotte possibilità d'importazione. La riserva idroelettrica rappresenta una garanzia per superare una situazione critica imprevista. In caso di carenza di energia elettrica a livello europeo, invece, la riserva di energia idroelettrica può contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento soltanto in misura molto limitata, dato che non apporta energia aggiuntiva al sistema. Sulla base di queste ipotesi, nell'autunno 2022 la ElCom ha stabilito per

Le centrali elettriche che partecipano alla riserva ricevono un compenso per trattenere l'acqua sulla base di una procedura di gara. I costi per la detenzione dei 400 GWh per l'inverno 2022/2023 ammontavano a 296 milioni di euro. I costi per il mantenimento della riserva sono sostenuti da tutti i consumatori svizzeri di energia elettrica proporzionalmente ai propri consumi e vengono trasferiti attraverso un supplemento sulla tariffa di rete di Swissgrid.

In vista dell'inverno 2023/2024 si esamineranno le esperienze fatte con la riserva di energia idroelettrica e, se del caso, si valuteranno degli adeguamenti.

5.3.2 Riserve complementari

Oltre alla creazione di una riserva di energia idroelettrica il Consiglio federale ha disposto la costituzione di una riserva complementare,

basata sull'ordinanza sulla costituzione di una riserva invernale che entra in vigore nel 2023. Al momento della chiusura redazionale del

presente documento, tale riserva complementare era costituita dalle centrali di riserva di Birr (AG), Cornaux (NE) e Monthey (VS) e dai gruppi elettrogeni di emergenza che possono partecipare alla riserva complementare attraverso gli aggregatori. La riserva complementare deve comprendere una potenza di 1000 MW. Come per la riserva di energia idroelettrica anche per la riserva complementare le centrali elettriche ricevono un com-

penso per la detenzione e un indennizzo per il prelievo, finanziati attraverso un supplemento sulla tariffa di rete di Swissgrid. Secondo l'ordinanza la ElCom stabilisce un ordine di prelievo per le centrali partecipanti alla riserva invernale, basato sulle priorità previste dall'ordinanza stessa. In tal modo si garantisce un'interazione ottimale dei diversi elementi della riserva invernale in funzione della situazione dell'approvvigionamento.

5.4 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. attualmente fino al 30 per cento della quantità di corrente diretta dalla Germania alla Francia passa fisicamente attraverso la Svizzera.

Già con l'introduzione del sistema di market coupling basato sui flussi (Flow Based Market Coupling – FBMC) 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. Nel giugno 2022 l'FBMC è stato esteso alla regione «Core» comprendente 13 Paesi, dalla Francia a ovest alla Romania a est, il che genera ulteriori incertezze.

L'impegno profuso costantemente da Swissgrid e dalla ElCom ormai da molti anni sta mettendo a segno una serie di progressi. Con la regione di calcolo delle capacità «Italy North» dell'UE nel 2021 è stato siglato un contratto che assicura la parità di trattamento tra il confine meridionale della Svizzera e gli altri confini settentrionali dell'Italia. Questo contratto di cooperazione è

stato firmato da Swissgrid e dai gestori della rete di trasporto di «Italy North», dopo essere passato al vaglio della ElCom e delle autorità di regolazione degli altri Stati contraenti. Il contratto dovrà essere rinnovato di anno in anno e si basa su un calcolo delle capacità mediante NTC.

Anche rispetto ai confini settentrionali del Paese Swissgrid ed ElCom hanno proseguito le loro attività nell'intento di raggiungere una soluzione analoga con la regione di calcolo delle capacità «Core», sebbene in tal caso un accordo tra le parti rimanga più difficile e tuttora incerto. In «Core» vige il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi, da cui la Svizzera è esclusa in assenza di un accordo sull'energia elettrica. L'obiettivo è giungere a una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità, in modo che i flussi non programmati possano determinare congestioni solo in situazioni eccezionali. Inoltre, soltanto con un accordo di questo tipo le nazioni confinanti possono, dal punto di vista dell'UE, computare i flussi con la Svizzera nel loro obiettivo del 70 per cento (si vedano le spiegazioni sulla regola MinRam del 70% al punto 7.2).

In un orizzonte di lungo periodo l'UE prevede di estendere il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi anche all'Italia, motivo per cui la considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità divente-

rebbe ancora più importante. Un'intesa con «Core» sarebbe un buon punto di partenza.

Un altro problema dei flussi non programmati e pericolosi per la sicurezza del sistema è rappresentato dalle piattaforme di scambio dell'ener-

gia di regolazione che, una dopo l'altra, stanno diventando operative. Attualmente la Svizzera vi partecipa, tuttavia la sua adesione futura è incerta. Se la Svizzera sarà esclusa, questi flussi non programmati potrebbero verificarsi praticamente in tempo reale, senza preavviso.

5.5 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 non solo un esercizio più efficiente del sistema, ma anche la possibilità di offrire nuovi servizi. Tuttavia, a causa di questa crescente interconnessione informatica aumenta anche il rischio che, per esempio, degli hacker penetrino nella rete elettrica e violino la disponibilità¹, l'integrità² o la riservatezza³ dei dati, oppure distruggano degli impianti. Un simile evento può causare ingenti danni finanziari e soprattutto una perdita d'immagine 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), ingenti danni. 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, per cui la ElCom presta anche la dovuta attenzione allo stato della cibersicurezza presso gli operatori di rete.

Dato il crescente grado di interconnessione, la cibersicurezza sta diventando sempre più importante. L'applicazione efficiente e basata sui rischi di vari documenti di settore non viene solo

accolta favorevolmente dalla ElCom, ma anche posta come requisito necessario. Secondo la Guida alla protezione delle infrastrutture critiche (PIC) dell'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), tra di essi si annoverano i documenti settoriali dell'AES «ICT Continuity», «Handbuch Grundschatz für Operational Technology in der Stromversorgung» (Manuale sulla protezione di base per l'Operational Technology nell'approvvigionamento elettrico, in tedesco) e «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» (Direttive per la sicurezza dei dati dei sistemi di misurazione intelligenti, in tedesco). Nell'anno in esame l'UFE ha proseguito i lavori concernenti i criteri relativi alla cibersicurezza contenuti nella LAEI, con l'obiettivo primario di definire uno standard minimo vincolante. A tal fine la ElCom ha intrattenuo colloqui approfonditi con l'UFE, il gruppo di lavoro dell'AES e gli stakeholder rilevanti, che da un lato hanno migliorato la reciproca comprensione della futura regolamentazione in materia di cibersicurezza e dall'altro hanno contribuito a perfezionare il nuovo piano di sorveglianza della ElCom, come poi avvenuto nell'anno in esame. Fondamentale per la futura attività di sorveglianza basata sui rischi è incrementare la cibersicurezza materiale. In fase di attuazione e sorveglianza della nuova regolamentazione occorrerà badare a che essa sia compatibile con il nuovo Network Code on Cybersecurity dell'UE.

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

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

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

5.6 Qualità dell'approvvigionamento

5.6.1 Disponibilità della rete

La qualità dell'approvvigionamento presuppone, tra i vari aspetti, un'elevata disponibilità della rete, il cui andamento viene monitorato in Svizzera 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 natura-

li, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni. Per monitorare la disponibilità della rete, la ElCom analizza le interruzioni riferite ai 94 maggiori gestori di rete svizzeri, che gestiscono circa l'88 per cento del volume di fornitura svizzero tramite le loro reti. Nel 2021 i 94 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 5136 interruzioni non programmate (cfr. tabella 2), in calo rispetto all'anno precedente. Il numero di interruzioni in sé, tuttavia, non è indicativo della disponibilità della rete. A tal fine deve essere letto in rapporto alla durata delle stesse e al numero di consumatori finali interessati.

	2018	2019	2020	2021	2022 ¹	Unità
Interruzioni	6'495	5'780	5'176	5'136		Numero
SAIDI	14	8	12	8		Minuti per consumatore finale
SAIFI	0.27	0.17	0.21	0.16		Interruzioni per consumatore finale

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2022 saranno pubblicate a giugno 2023 e potranno essere visionate sul sito

Tabella 2: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera 2018–2022 (solo interruzioni non programmate)

Nel 2021 la durata media delle interruzioni non programmate si è attestata a otto minuti per consumatore finale, con un miglioramento a livello nazionale di quattro minuti rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata per consumatore finale è aumentata nel 2021 rispetto all'anno precedente, registrando in media 0,16 interru-

zioni per consumatore finale. La disponibilità della rete svizzera continua a essere eccellente. L'alta qualità dell'approvvigionamento in Svizzera trova conferma anche nel confronto internazionale: il «CEER 7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply», infatti, classifica il nostro Paese tra quelli aventi la migliore qualità di approvvigionamento in Europa.

5.6.2 Capacità d'importazione

Oltre alla disponibilità della rete, anche la capacità d'importazione disponibile è fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento in Svizzera. Allo stesso tempo il

settore elettrico svizzero può operare sul mercato europeo e fare leva sulla propria competitività attraverso la capacità d'importazione ed esportazione. 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 3 fornisce un quadro dell'andamento medio delle capacità d'importazione 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)	2018	2019	2020	2021	2022
Totale	6'756	6'657	6'982	6'562	6'838
di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5'034	4'936	5'260	4'841	5'117
Francia	2'772	2'678	2'944	2'923	3'018
Germania	1'396	1'343	1'264	1'347	1'341
Austria	866	915	1'052	571	758
di cui Italia	1'722	1'721	1'722	1'721	1'721

Tabella 3: Capacità di importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2018–2022 (medie annue delle NTC orarie)

Come la capacità d'importazione, anche quella d'esportazione è aumentata nel 2022 in seguito a un aumento della capacità d'esportazione verso l'Austria (stesso motivo citato per l'importazione) e la Germania. Tuttavia il valore verso l'Austria non ha raggiunto le precedenti medie superiori a 1000 MW registrate nel 2017, 2018 e 2020. La capacità d'esportazione verso la Germania non ha toccato il valore del 2017 di 4000 MW. Nonostante sia

aumentata, la capacità d'esportazione media sul confine nord non ha raggiunto i livelli del 2017 e 2018 (superiori a 6100 MW).

Alla frontiera meridionale della Svizzera (Italia) la capacità d'esportazione si è chiaramente mantenuta ben al di sotto dei quasi 3000 MW registrati nel 2017. Per questa ragione anche la capacità d'esportazione complessiva è stata inferiore ai 9129 MW del 2017.

5.6.3 Capacità d'esportazione

Visti i flussi di transito elevati che attraversano la Svizzera da nord a sud, anche la capacità d'esportazione disponibile soprattutto verso

l'Italia e la Francia riveste un ruolo fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e dei suoi Paesi confinanti (cfr.

tabella 3). L'entità di tale capacità d'esportazione verso l'Italia ha tra l'altro un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità

d'importazione della Svizzera al suo confine con la Francia, la Germania e l'Austria.

EXPOR NTC (MW)	2018	2019	2020	2021	2022
Totale	8'769	7'933	8'658	8'289	8'845
di cui Paesi confinanti nord (AT, DE, FR)	6'115	5'415	5'928	5'497	6'023
Francia	1'184	1'163	1'136	1'209	1'194
Germania	3'888	3'491	3'708	3'629	3'946
Austria	1'043	761	1'084	659	883
di cui Italia	2'654	2'518	2'730	2'792	2'821

Tabella 4: Capacità di esportazione disponibile (NTC) della Svizzera 2018–2022 (medie annue delle NTC orarie)

Come la capacità d'importazione, anche quella d'esportazione è aumentata nel 2022 in seguito a un aumento della capacità d'esportazione verso l'Austria (stesso motivo citato per l'importazione) e la Germania. Tuttavia il valore verso l'Austria non ha raggiunto le precedenti medie superiori a 1000 MW registrate nel 2017, 2018 e 2020. La capacità d'esportazione verso la Germania non ha toccato il valore del 2017 di 4000 MW. Nonostante sia

aumentata, la capacità d'esportazione media sul confine nord non ha raggiunto i livelli del 2017 e 2018 (superiori a 6100 MW).

Alla frontiera meridionale della Svizzera (Italia) la capacità d'esportazione si è chiaramente mantenuta ben al di sotto dei quasi 3000 MW registrati nel 2017. Per questa ragione anche la capacità d'esportazione complessiva è stata inferiore ai 9129 MW del 2017.

5.6.4 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 colle-

gati 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 ≥ 100 kVA (Retrofit 1), poiché in essi si poteva ottenere un grande effetto in modo rapido e con uno sforzo relativamente ridotto.

Non essendo stato raggiunto, con il primo programma, il target fissato dalla ElCom di 200 MVA massimi di potenza da impianti FV non conformi, a fine 2019 la Commissione ha deciso di estendere l'iniziativa a tutti gli impianti FV con una potenza allacciata superio-

re a 30 kVA (Retrofit 2). Il programma Retrofit 2 ha preso il via a gennaio 2020 e obbligava i gestori di rete ad assicurare la conformità degli impianti FV interessati all'interno del loro comprensorio entro e non oltre la fine del 2022. A fine 2022 quasi tre quarti dei gestori delle reti di distribuzione aveva annunciato la conclusione del Retrofit 2. I restanti gestori della rete di distribuzione hanno ottenuto una proroga del termine oppure non hanno ancora fornito un riscontro.

5.7 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 fornire l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata in rete, quest'ultima deve avere in ogni momento esattamente la stessa quantità di energia in entrata e in uscita. A tale proposito, tuttavia, nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo a cura dei fornitori energetici, una pianificazione esatta non è possibile, per cui occorre costantemente compensare anche gli scostamenti minimi rispetto ai valori teorici.

Tale compensazione avviene perlopiù adattando la produzione energetica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali che consentano di regolare la propria produzione in modo particolarmente efficace. La potenza di regolazione approntata da tali impianti viene acquistata nell'ambito di una procedura orientata al mercato, i cui costi vengono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio generali relati-

ve 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. Nel corso dell'anno in rassegna i costi della potenza di regolazione sono stati pari a circa 492 milioni di franchi, con un aumento considerevole rispetto agli ultimi anni. Quasi il 70 per cento dei costi annuali del 2022 ha riguardato il secondo semestre. A ottobre è stato addirittura raggiunto il valore mensile massimo di 91 milioni di franchi dall'introduzione del mercato delle PSRS avvenuta nel 2009. Il forte incremento dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, come descritto esaurientemente al punto 4, gioca un ruolo fondamentale in questa situazione. Questo aumento, infatti, ha determinato un rincaro anche della potenza di regolazione. La figura 13 illustra l'andamento dei costi della potenza di regolazione negli ultimi cinque anni.

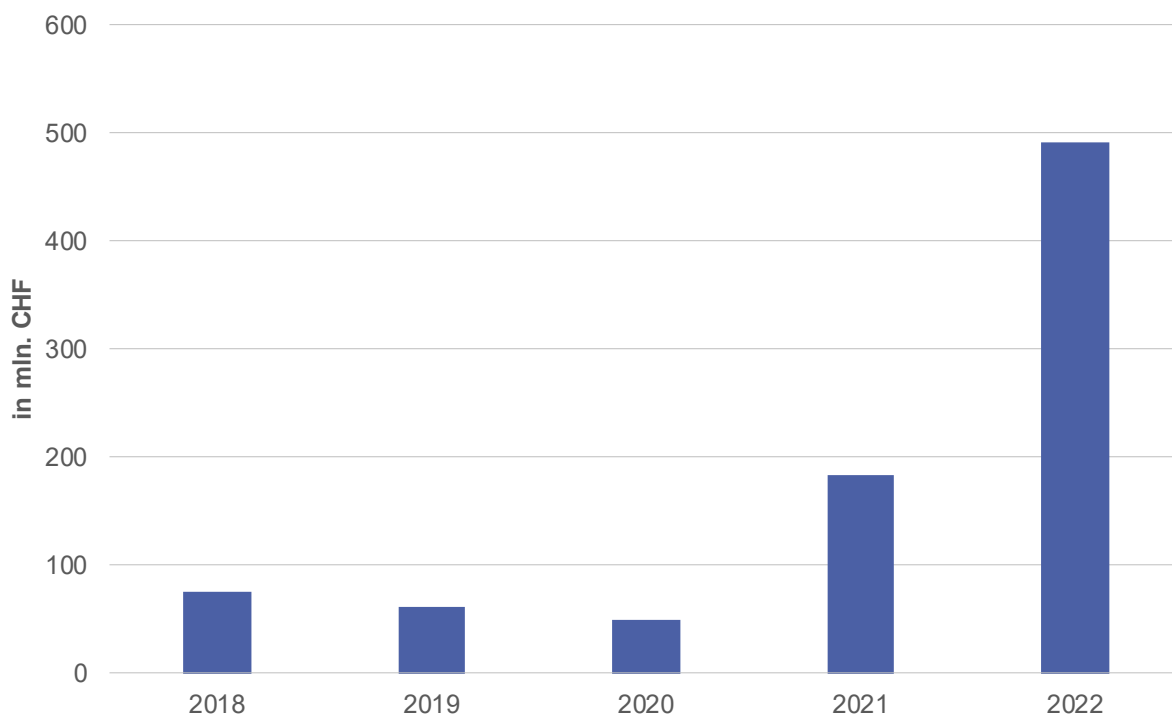


Figura 13: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2018 al 2022

Dal 2016, per il periodo primaverile Swissgrid acquista parte della potenza di regolazione anticipatamente. Così facendo, da un lato si garantisce 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 per comprendere i ruoli dei diversi attori. Nel corso dell'anno in rassegna i costi dell'acquisto anticipato sono stati pari a circa 16,5 milioni di franchi. A causa del momento in cui è avvenuto l'acquisto, questo importo è superiore ai 6 milioni di franchi del 2021. Al fine di garantire la sicurezza nella situazione critica dell'inverno 2022/2023, si è fatto in modo che l'acquisto anticipato fosse scaglionato e potesse iniziare già a novembre. I costi per l'acquisto anticipato per novembre e dicembre 2022 ammontavano a 99 milioni di franchi. Per incrementare la liquidità, Swissgrid lavora al costante perfe-

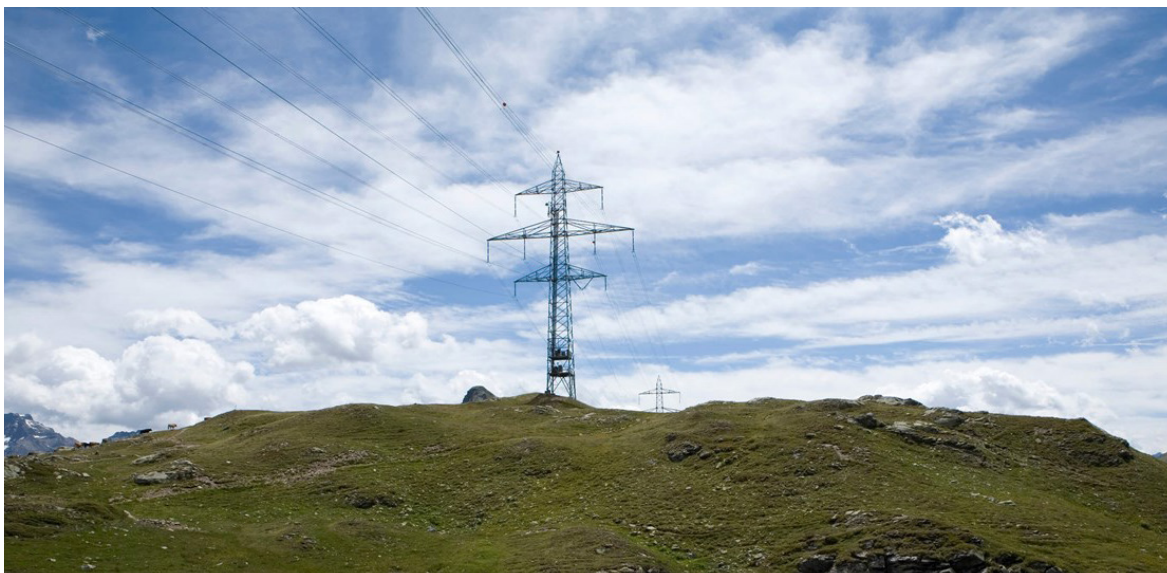
zionamento dei prodotti di regolazione. Nel 2019, ad esempio, si è provveduto ad adeguare il criterio di acquisto della potenza di regolazione secondaria. Fino alla metà del 2018, la potenza di regolazione secondaria veniva acquistata come prodotto simmetrico: ciò significa che il fornitore doveva offrire 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. A ulteriore incremento della liquidità, alcuni prodotti di regolazione vengono acquistati in quantità inferiori anche su piattaforme internazionali; in particolare, si tratta di potenza di regolazione primaria (FCR) e, dall'ottobre del 2020, anche di energia di regolazione terziaria (Replacement Reserve).

5.8 Esecuzione della riduzione manuale del carico e adeguamenti del prelievo a monte

Nell'ambito di un procedimento riguardante la riduzione manuale del carico e ulteriori provvedimenti necessari in caso di pericolo per l'esercizio stabile della rete di trasporto (adeguamenti del prelievo), nel corso di colloqui sotto la supervisione della ElCom le parti sono giunte a un accordo che disciplina globalmente l'esecuzione di queste misure. L'accordo precisa in particolare gli obblighi e i compiti concreti del gestore della rete di trasporto e dei gestori della rete di distribuzione allacciati in relazione all'attuazione sotto il profilo tecnico-organizzativo della riduzione manuale del carico e degli adeguamenti del prelievo a monte, e stabilisce le rispettive responsabilità. A differenza della raccomandazione di settore sulla riduzione manuale del carico dell'AES, di carattere più astratto e generale, questo accordo contiene regole più concrete e crea una base per un'efficace attuazione di queste misure, disciplinando infatti anche le misure preliminari. Ciò rappresenta un notevole valore aggiunto, se consideriamo il fatto che, in caso di emergenza, la riduzione manuale del carico e gli adeguamenti del prelievo a monte devono essere attuati in tempi brevi. L'accordo disciplina inoltre gli ulteriori obblighi e compiti delle parti; per esempio, l'effettua-

zione di formazioni ed esercitazioni comuni in vista dell'eventuale riduzione manuale del carico e degli adeguamenti del prelievo a monte, in particolare riguardanti le procedure e i processi di coordinamento. Inoltre, è stato possibile elaborare regole di ripartizione dei costi e riguardanti le responsabilità che consentono, dal punto di vista della ElCom, una ripartizione adeguata dei costi tra i livelli di rete interessati. La maggior parte dei costi correnti sono a carico dei gestori della rete di distribuzione, mentre i costi derivanti dall'attuazione delle misure, che presumibilmente rappresenterà un'evenienza rara, saranno sostenuti in gran parte dal gestore della rete di trasporto. I gestori della rete di distribuzione possono trasferire i costi e le regole in materia di responsabilità anche ai loro rivenditori, il che dovrebbe rappresentare una condizione essenziale per l'attuazione ai livelli di rete a valle, sinora caratterizzata da una certa lentezza. Nel complesso, l'accordo ha consentito di compiere un notevole passo avanti verso la prevenzione e l'eliminazione dei pericoli per l'esercizio stabile della rete, migliorando in tal modo la sicurezza dell'approvvigionamento relativa alla rete. L'accordo ha infine consentito di stralciare il procedimento amministrativo pendente.

6 Le reti



Per attuare con successo la Strategia energetica 2050 e la trasformazione del sistema energetico svizzero ad essa correlato, la rete elettrica svizzera deve essere ampliata e rafforzata in modo mirato. Nell'immagine un elettrodotto sul passo del Bernina.

6.1 Dati e cifre delle reti elettriche svizzere

La rete elettrica svizzera conta circa 610 gestori di rete e si estende su una lunghezza totale di ben 213 931 chilometri, ossia poco più di 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 (livello 1) di Swissgrid rappresenta, con i suoi circa 6650 chilometri, poco più del tre per cento. I restanti chilometri sono ripartiti sui livelli a media tensione (livelli 3 e 5). Nell'ambito del re-

porting periodico sulla contabilità analitica, la ElCom effettua un rilevamento annuale delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto. Nel corso degli anni passati la struttura quantitativa degli impianti si è ampliata leggermente nella maggior parte delle categorie. Conformemente alle aspettative, con la progressiva posa di cavi interrati sono diminuiti le linee aeree e i trasformatori su palo, mentre sono aumentati i cavi e le stazioni di trasformazione.

Categoria di impianti	2017	2018	2019	2020	2021	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	120'509	122'616	124'941	130'205	131'705	km
Cavo interrato AT (LR3)	1'992	1'906	2'053	1'968	2'099	km
Cavo interrato MT (LR5)	34'675	35'307	36'433	36'428	37'725	km
Cavo interrato BT (LR7)	79'269	80'029	82'179	81'264	82'653	km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	55'011	57'091	58'891	59'108	62'518	km
Linea aerea e cavo AAT (LR1)	6'590	6'652	6'717	6'717	6'652	km di linea
Linea aerea AT (LR3)	6'791	6'777	6'788	6'658	6'773	km di linea
Linea aerea MT (LR5)	9'784	9'458	9'346	8'818	8'751	km di linea
Linea aerea BT (LR7)	8'150	7'663	7'899	6'972	6'760	km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	1'056	819	825	823	862	numero
Trasformatore LR2	151	145	147	149	152	numero
Quadro di comando LR2 ¹	164	167	163	168	178	numero
Trasformatore LR3 ²	77	76	76	87	86	numero
Quadro di comando LR3 ¹	2'600	2'586	2'680	2'431	2'506	numero
Trasformatore LR4	1'150	1'143	1'153	1'143	1'186	numero
Quadro di comando LR4 ¹	2'078	2'163	2'929	2'246	2'333	numero
Trasformatore LR5 ²	72	73	74	77	74	numero
Quadro di comando LR5 ¹	29'934	30'685	39'486	39'411	40'068	numero
Stazione di trasformazione LR6	53'144	53'730	54'850	54'142	55'546	numero
Stazione di trasformazione su palo LR6	5'457	5'265	5'487	4'993	5'049	numero
Cabina di distribuzione cavi NS (LR7)	174'917	177'430	182'325	191'488	19'9412	numero
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5'573'672	5'635'760	5'779'344	5'715'085	5'951'287	numero
Numero di gestori di rete	636	630	632	623	610	numero

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) Sebbene la trasformazione avvenga di solito sui livelli di rete pari, in alcuni casi può essere effettuata anche sui livelli di rete dispari - ad esempio per compensare serie di tensione diverse all'interno dello stesso livello di rete (ad es. su LR3 tra 110 e 50 kV).

Tabella 5: Impianti della rete elettrica svizzera

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera è pari a circa 21,7 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione.

Le figure seguenti illustrano, per la rete di distribuzione, la ripartizione della proprietà e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete in funzione delle dimensioni delle imprese, calcolata rispetto alla somma dei valori residui degli impianti. In entrambi i grafici, i 100 maggiori gestori di rete sono stati suddivisi, in ordine di grandezza, in gruppi di dieci (1-10, 11-20 ecc.), mentre i restanti 520 circa costituiscono il gruppo «altri». Le dieci imprese maggiori (colore blu) possiedono poco meno del 43 per cento del valore di tutti gli impianti dichiarati (figura

14). Ciò equivale approssimativamente all'importo raggiunto insieme dalle restanti 90 imprese successive per dimensione (da gruppo 11-20 a gruppo 91-100). I circa 520 gestori di rete più piccoli («altri», colore azzurro) possiedono soltanto una quota di proprietà del 15 per cento, più o meno la stessa di cinque anni fa.

Una distribuzione simile si riscontra anche per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (figura 15). I dieci maggiori gestori di rete (colore blu) registrano complessivamente il 42 per cento dei proventi, un valore che è lievemente diminuito negli ultimi cinque anni. La quota dei circa 520 piccoli gestori di rete («altri», colore azzurro) sul totale dei proventi risulta leggermente in calo e si attesta ancora al 14 per cento.

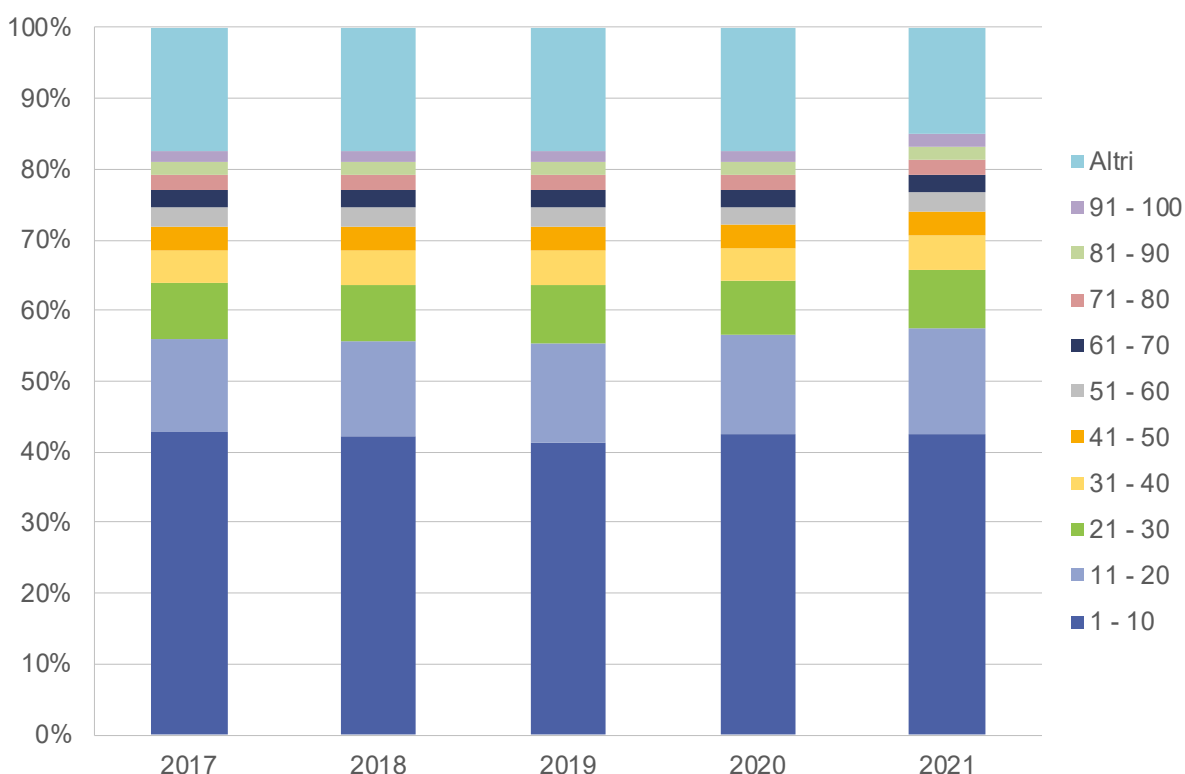


Figura 14: Percentuale di proprietà della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

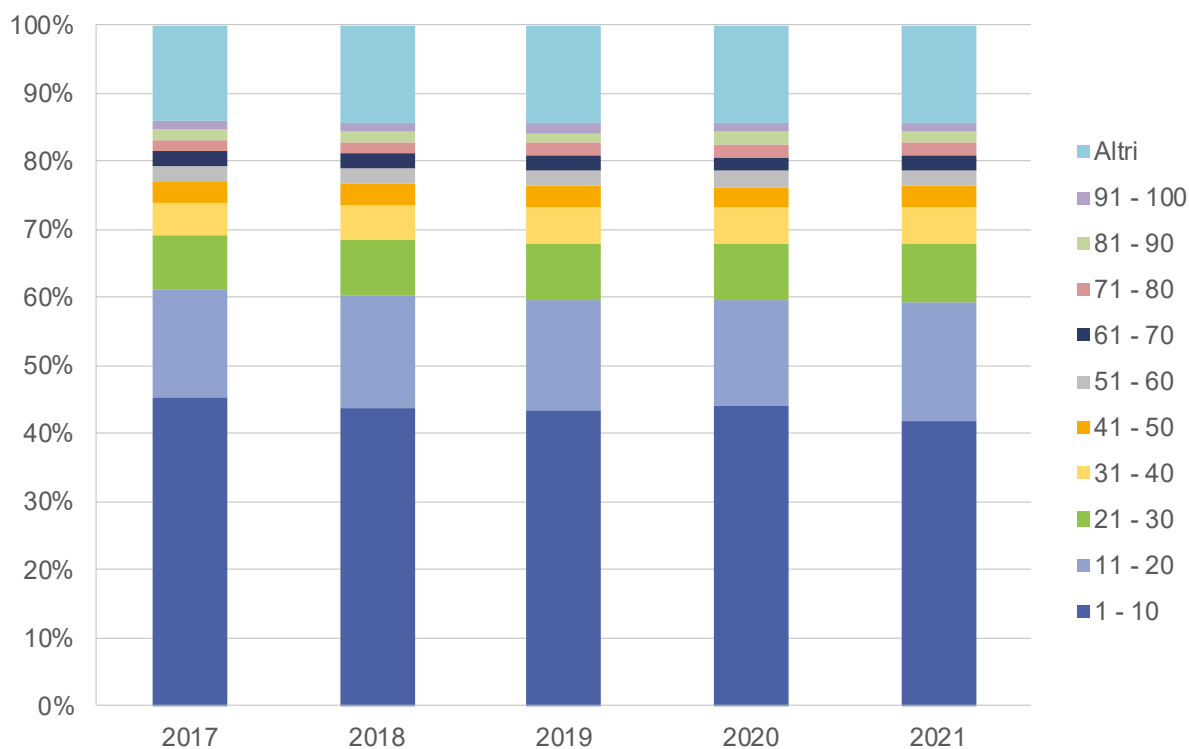


Figura 15: Percentuale dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

Per il 2021 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a oltre 5,6 miliardi di franchi (inclusi i tributi e le prestazioni nonché i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di rete sono costituiti, come sancito dalla legislazione sull'approvvigionamento elettrico, dai costi di esercizio e del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente, a cui si aggiungono i tributi e le prestazioni agli enti pubblici, nonché i supplementi sulla rete di trasporto. Non sono inclusi, invece, i costi a monte sostenuti dai singoli gestori di rete poiché, essendo registrati come proventi dai rispettivi operatori a monte, rappresentano una posizione complessivamente neutra. Nella rete di distribuzione i costi di

esercizio e del capitale rappresentano la componente più rilevante dei costi di rete, con una quota del 67 per cento, pari a poco meno di 3,8 miliardi di franchi (figura 16).

Negli ultimi cinque anni la quota dei tributi e delle prestazioni è cresciuta di sette punti percentuali, raggiungendo il 32 per cento. Rientrano in questa voce, da un lato, i tributi e le prestazioni chiesti da Cantoni e Comuni (9% dei costi) e, dall'altro, le tasse di incentivazione previste dal diritto federale per promuovere la produzione di energie rinnovabili (con 2.3 ct./kWh, 23% dei costi). L'aumento di questa voce di costo durante gli anni passati è dovuto principalmente al progressivo incremento di questa tassa dal 2014 al 2018.

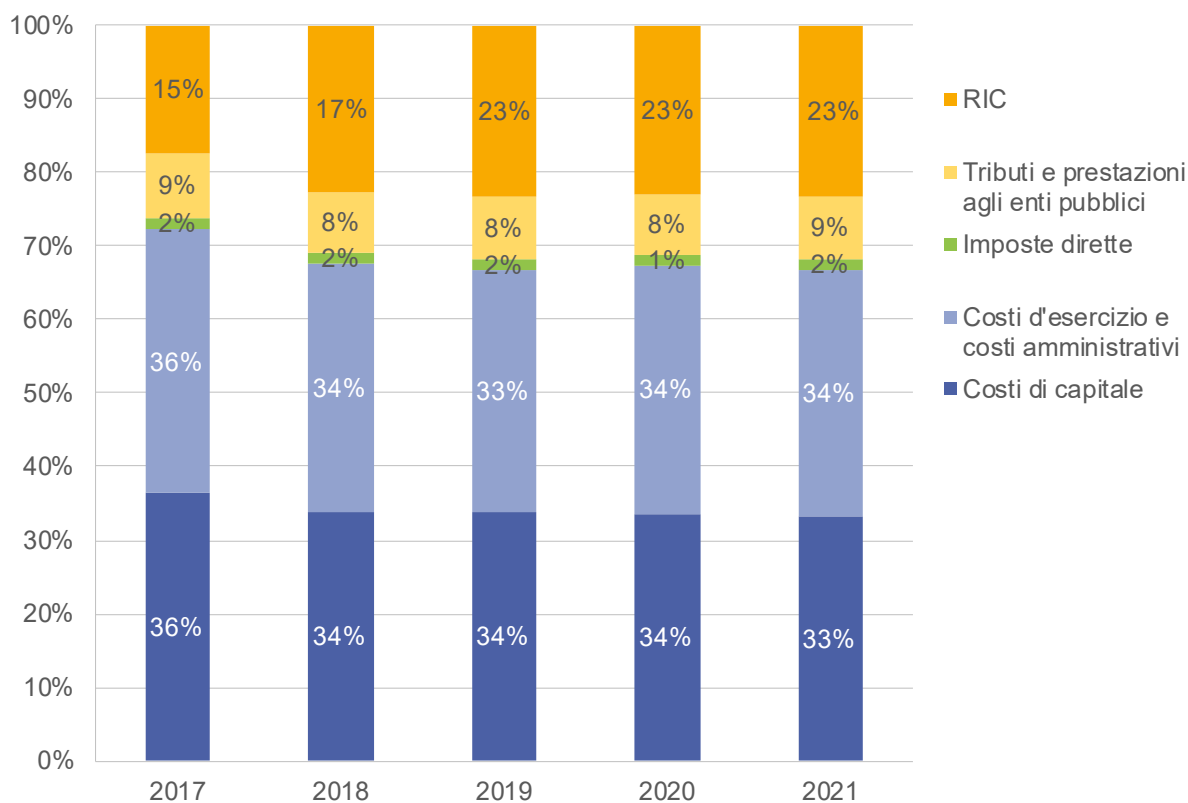


Figura 16: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2021 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 586 milioni di franchi e costi per le prestazioni di servizio relative al sistema per poco più di 316 milioni di franchi. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco meno di 0,9 miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,6 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 6,3 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli

livelli di rete (LR) è illustrato nella figura 17. La rete di distribuzione locale (LR7) assorbe ben la metà dei costi, con circa 3,1 miliardi di franchi, mentre un ulteriore quinto di essi è causato dal LR5. I costi riconducibili ai livelli di trasformazione (LR2, LR4, LR6) – gli anelli di congiunzione tra i diversi livelli di linee – risultano invece relativamente bassi. Alla rete ad alta tensione gestita da Swissgrid (LR1 utilizzazione della rete più LR1 PSRS) è imputata una quota del 14 per cento dei costi totali sostenuti per la rete elettrica svizzera.

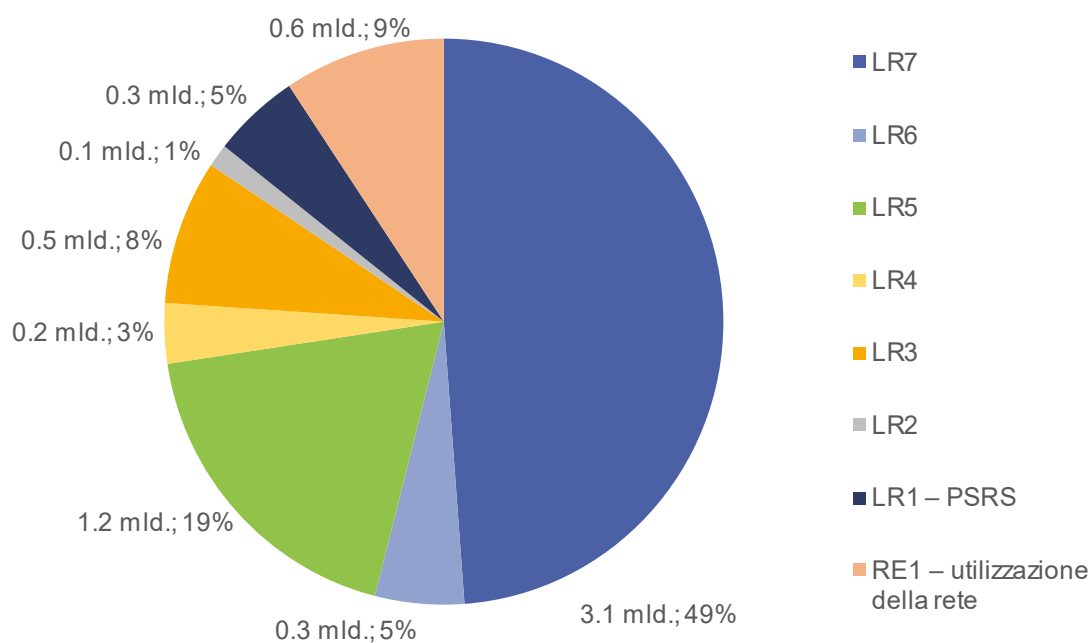


Figura 17: Costi in mia. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni non-ché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2–7)

6.2 Ampliamento e pianificazione della rete

6.2.1 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto

Secondo l'articolo 9a LAEI, l'UFE elabora uno scenario di riferimento finalizzato alla pianificazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione. A tale scopo si deve tenere conto degli obiettivi di politica energetica della Confederazione, dei dati economici globali e del contesto internazionale. Per l'elaborazione dello scenario di riferimento, l'UFE coinvolge in maniera adeguata i Cantoni, la società nazionale di rete, i restanti gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a OAEI, lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. Nella sua seduta del 23 novembre 2022 il Consiglio federale ha approvato lo scenario di riferimento 2030/2040.

L'articolo 9d LAEI prevede che la società nazionale di rete sottoponga il proprio piano pluriennale alla ECom 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 OAEI.

Il primo piano pluriennale basato sullo scenario di riferimento verrà trasmesso da Swissgrid alla ECom nel 2023. L'attuale pianificazione pluriennale di Swissgrid si basa sul rapporto sulla Rete strategica 2025, completato all'inizio del 2015. Con esso si dispone di una pianificazione unificata a livello nazionale relativa all'assetto della rete di trasporto, che risulta sostanzialmente conforme ai requisiti della LAEI (art. 8 cpv. 2, art. 20 cpv. 2 lett. a). Dal punto di vista della ECom, il rapporto sulla rete strategica del 2025 costituisce una tappa fondamentale per la pianificazione degli elettrodotti su tutto il territorio elvetico e può altresì contribuire a mi-

gliorare il coordinamento internazionale in termini di utilizzazione e finanziamento della rete. Gli ordini di grandezza previsti per gli investimenti nel potenziamento e mantenimento della rete paiono plausibili. Sulla base di tale pianificazione, inoltre, è possibile garantire nel tempo il valore della rete di trasporto.

In linea di principio, il rapporto sulla rete strategica del 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 quella che i calcoli esatti e approfonditi suggeriscono 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 quan-

tificare i fattori di incertezza attraverso opportuni calcoli della sensibilità. Così facendo, l'analisi costi-benefici acquisterà 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 indeterminatezze riscontrate in sede di valutazione del «beneficio» si riflettono anche nel criterio dell'efficienza. Anche in questo caso, andranno pertanto compiuti gli stessi esercizi di calcolo della sensibilità di quelli utilizzati per le incertezze a livello di beneficio.

6.2.2 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di distribuzione

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 dell'articolo 9b capoverso 3 LAEI, può stabilire 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 questo riguardo, i gestori di rete devono coinvolgere adeguata-

mente nella pianificazione i Cantoni interessati e le altre parti interessate.

L'articolo 9d LAEI 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). Nel piano pluriennale vanno descritti i progetti previsti, illustrando in che misura essi siano efficaci e appropriati in termini tecnici ed economici. Vanno inoltre indicate le misure di sviluppo della rete previste oltre il periodo di dieci anni da esso coperto. Ai sensi dell'articolo 6d capoverso 2 OAEI, 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.

6.2.3 Partecipazione alle procedure PSE e PAP

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 LAEl (rete sicura, performante ed efficiente). Il DATEC decide in merito alle divergenze tra ElCom, UFE ed ESTI (cfr. accordo del 21 marzo 2018 [aggiornato al 5 maggio 2020])¹. Su sollecitazione della ElCom, Swissgrid ha creato il «Sistema modulare per linee», uno strumento utile nella pianificazione di progetti di linee da realizzare sulla rete di trasporto al fine di calcolare sistematicamente i costi delle varianti PSE. Nel 2022 la ElCom ha preso parte, nell'ambito

dei compiti conferitile dalla legge, al gruppo di accompagnamento istituito per le seguenti procedure PSE: All'Acqua – Magadino, Vallemaggia (PSE 109), Innertkirchen – Ulrichen (PSE 203), Innertkirchen – Mettlen (PSE 202.1), Marmorera – Tinzen (PSE 701.1). Una sfida certamente non trascurabile è rappresentata dalla scadenza anticipata di alcune servitù di una linea Swissgrid sul territorio comunale di Balzers nel Liechtenstein. Su diversi progetti, inoltre, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani.

¹ Consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni

6.3 Investimenti nell'infrastruttura di rete

Nell'ambito dei propri compiti di vigilanza, la ElCom verifica che gli investimenti effet-

tuati siano sufficienti a mantenere la rete elettrica in buono stato.

6.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Il volume effettivo degli investimenti operati sulla rete di trasporto nel corso del 2021 è stato di 166,5 milioni di franchi. Negli anni

tra il 2017 e il 2021 gli investimenti annui nella rete di trasporto sono stati pari, in media, a 148,6 milioni di franchi.

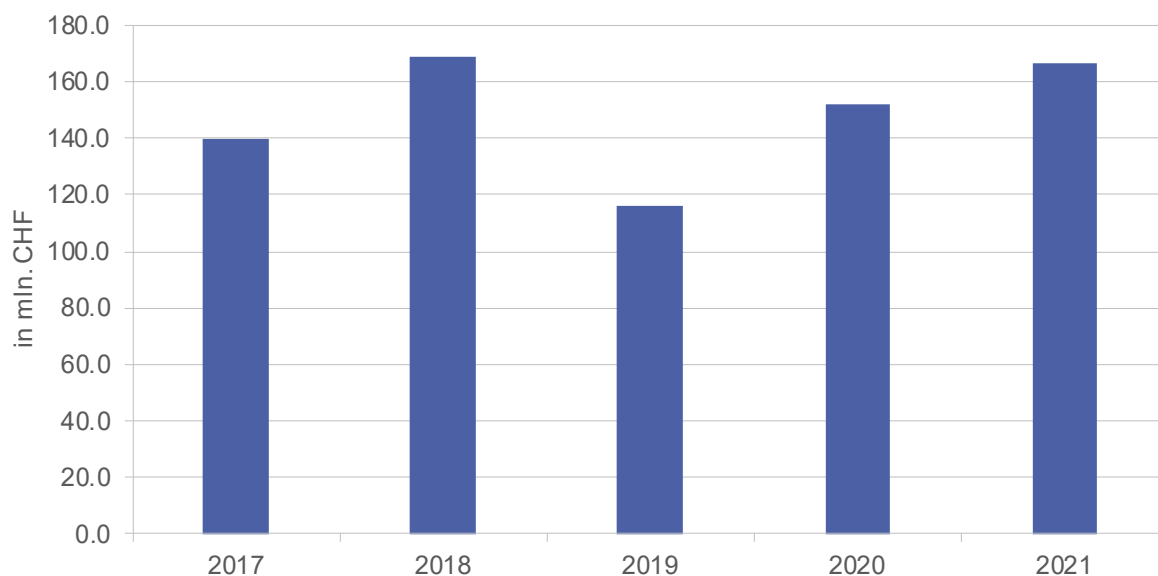


Figura 18: Investimenti nella rete di trasporto

6.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Nel periodo 2017–2022 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (figura 19). In questo lasso di tempo gli ammortamenti sono aumentati, portandosi da circa 929 milioni di franchi a oltre 956 milioni di franchi. Nonostante questo aumento, grazie a un lieve incremento degli investimenti il surplus di inve-

stimenti è cresciuto, passando da circa 419 milioni di franchi a poco meno di 474 milioni di franchi. Essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale (cfr. punto 3.6) – la ElCom resta dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano sufficienti.

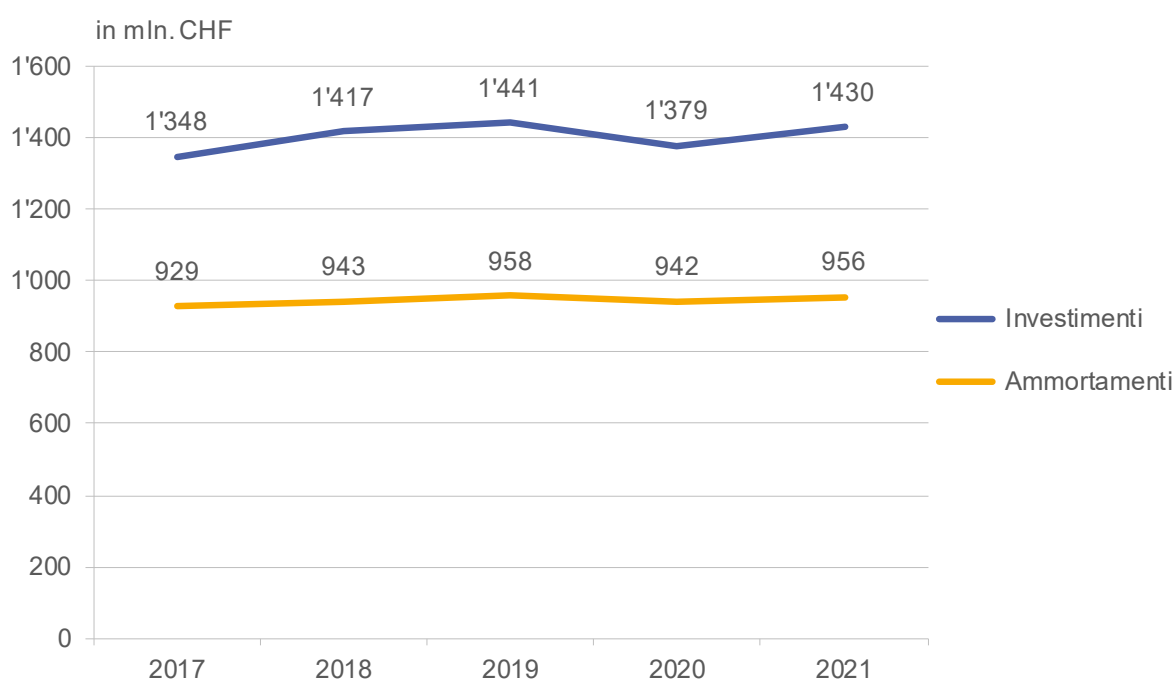


Figura 19: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione

6.3.3 Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete

In Svizzera, per determinare i corrispettivi per l'utilizzazione della rete computabili si utilizza come riferimento il cosiddetto sistema cost-plus. Le tariffe vengono calcolate in base ai costi effettivi computabili per l'esercizio della rete, più un utile adeguato. Per computabili si intendono i costi di esercizio e del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente. Tra di essi si annoverano, ai sensi dell'articolo 15 capoverso 3 lettera b LAEl, anche gli interessi calcolatori sui beni patrimoniali necessari all'e-

sercizio delle reti. La remunerazione è calcolata tramite il WACC. Ai sensi dell'articolo 13 capoverso 3 lettera b dell'ordinanza del 30 gennaio 2013 sull'approvvigionamento elettrico ridotta il tasso d'interesse calcolatorio sui citati beni patrimoniali necessari all'esercizio delle reti (WACC) corrisponde al tasso dei costi medi del capitale investito. Come base si considerano i costi medi del capitale proprio e di terzi che, per semplificare, incorporano di volta in volta un interesse esente da rischi con un supple-

mento. Nell'attuale metodo di calcolo del WACC secondo l'allegato 1 OAEI i tassi d'interesse sul capitale proprio e di terzi esenti da rischi sono fissati rispettivamente allo 0,5 e al 2,5 per cento («floor»). Per questa ragione negli anni scorsi e sino al 2023 il WACC non è mai sceso al di sotto del 3,83 per cento, nemmeno nella fase caratterizzata da tassi bassi.

Il WACC relativo alla rete serve, da un lato, a coprire i costi del capitale di terzi della rete; dall'altro, tramite il tasso d'interesse sul capitale proprio assicura un indennizzo orientato al rischio sul capitale investito. A tale proposito va considerato che i rischi sostanziali legati all'esercizio della rete sono praticamente ridotti a zero, per via del sistema cost-plus e della possibilità che hanno i gestori di rete di compensare a posteriori tutti gli scostamenti di budget sulle differenze di copertura tramite le tariffe (cfr. istruzione 2-2019 della ElCom sulle differenze di copertura).

6.4 Potenziamenti della rete

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

La ElCom è in linea di massima favorevole a un metodo di calcolo del WACC che tenga conto dei rischi legati all'esercizio della rete e anche della situazione contingente sui mercati dei capitali. Tuttavia, ha più volte sottolineato che, nell'attuale quadro di tassi bassi, applicando il metodo esistente risulta un WACC troppo elevato, in particolare a causa dei rischi sopravvalutati e dei tassi di interesse minimi stabiliti, e che quindi è necessario modificare il metodo di calcolo. Inoltre, la Commissione rileva gravi carenze nella determinazione del supplemento di rischio o del «peer group» utilizzato per la definizione del cosiddetto fattore beta nel calcolo del WACC. Tenuto conto dell'aumento delle tariffe dell'energia già superiore alla media nel 2023, rinunciare a un aumento del WACC – indotto dall'aumento del livello generale dei tassi d'interesse – comporterebbe un alleggerimento delle future tariffe dell'energia elettrica.

vità su un'istruzione che, per i gestori di rete, funge da guida di riferimento per la presentazione di domande e che al contempo stabilisce i criteri per la valutazione di queste ultime. Nel corso dell'anno in rassegna, la ElCom ha valutato 27 domande di rimborso dei costi per potenziamenti di rete. Negli ultimi 14 anni, la ElCom ha emanato complessivamente 1023 decisioni (cfr. figura 20, tabella 6).

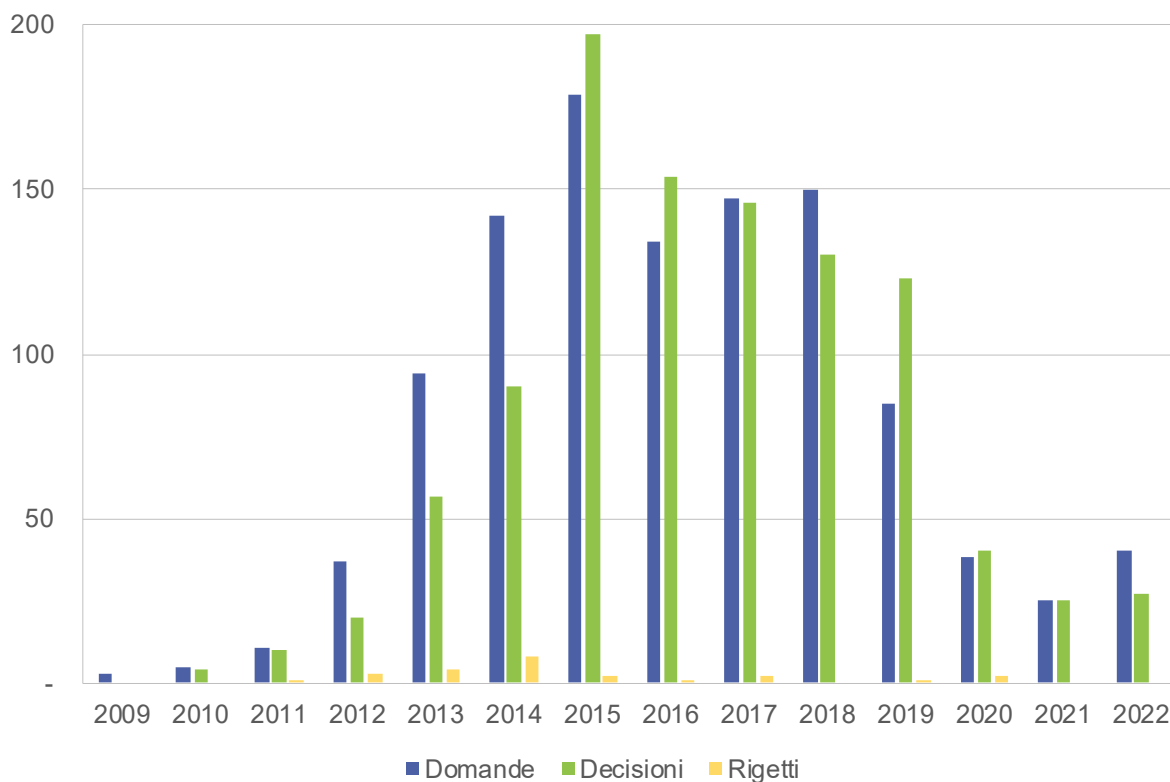


Figura 20: Andamento del numero di domande, decisioni e rigetti relativi al rimborso dei costi per potenziamenti di rete

A fine 2022, il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 122,1 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 376 MW complessivi. La tabella 6

fornisce una panoramica dei parametri essenziali relativi alle domande di rimborso accolte per i potenziamenti di rete necessari realizzati tra gli anni 2009 e 2022.

	Totale	FV	Idro	Eolico	Altro ¹
Numero di decisioni	996	937	34	4	21
Valore minimo potenza impianto [kW] ^{2,3}	4	4	29	1'500	22
Valore massimo potenza impianto [kW] ^{2,3}	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Totale potenza impianto [kW] ³	368'106	158'069	65'588	30'000	114'449

Valore minimo costi [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Valore massimo costi [CHF] ²	9'262'389	746'912	2'990'952	9'262'389	2'117'200
Totale costi [CHF]	116'670'841	71'006'334	20'069'704	19'853'343	5'741'460
Costi medi [CHF] ⁴	117'022	75'861	590'285	3'308'891	273'403
Valore minimo costi relativi [CHF/kW] ⁵	3	3	5	451	3
Valore massimo costi relativi [CHF/kW] ⁵	9'719	9'719	4'148	1'116	2'877
Costi relativi medi [CHF/kW] ⁵	317	449	306	662	50

1) Ad es. biomassa e tipologie di impianti differenti

2) Per ciascuna domanda / decisione

3) Negli impianti idroelettrici la potenza si riferisce alla potenza lorda meccanica media dell'impianto; negli altri tipi di impianti di produzione di energia alla potenza del generatore

4) Equivale alla media degli importi dei potenziamenti di rete autorizzati per ciascuna decisione

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

Tabella 6: Statistica delle decisioni 2009–2022 in materia di potenziamento della rete

7 Affari internazionali



La rete elettrica svizzera è strettamente interconnessa con le reti elettriche limitrofe. Vi sono anche centrali che oltrepassano i confini nazionali: la diga di Punt dal Gall è situata nel Cantone dei Grigioni, sul confine tra la Svizzera e l'Italia; metà del muro e gran parte del bacino idrico si trovano però in territorio italiano.

7.1 Premessa

A partire dal secondo semestre 2021 la ripresa economica è stata frenata da improvvisi aumenti dei prezzi del gas, massicci e relativamente inattesi, che hanno spinto a valori record altri vettori energetici (carbone, petrolio ecc.) e i prezzi dell'elettricità, per poi diffondersi progressivamente fino al 2022 su tutti i mercati all'ingrosso (borse). Lo scoppio della guerra in Ucraina nel mese di febbraio ha fatto ulteriormente lievitare i prezzi dell'energia, provocando rischi di recessione in Europa e nel resto del mondo.

Il problema dell'aumento dei prezzi, registrato inizialmente solamente nei Paesi in cui i consumatori o la produzione elettrica dipendono più direttamente dal gas o persino dal carbone, è assurto presto a una questione politica in tutta Europa e nel mondo intero.

Nel quadro del piano d'azione «REPowerEU», volto a ridurre ed eliminare la forte dipendenza energetica dell'UE dalla Russia, gli Stati membri dell'UE hanno perlopiù accantonato le divergenze d'opinione circa le cause e i rimedi giungendo a un'intesa per misure d'emergenza comuni a integrazione delle singole misure nazionali, al fine di invertire la tendenza all'aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità e attenuarne le conseguenze. REPowerEU dovrebbe inoltre contribuire a diversificare l'approvvigionamento dell'UE con vettori energetici fossili importati da altri Paesi terzi e ridurre in tal modo la dipendenza geopolitica anche grazie alle energie rinnovabili.

Inoltre è stato deciso di dare la priorità, a partire dal 2023, alla riforma del quadro normati-

vo UE per l'energia elettrica del 2019, al fine di contrastare il maggior rischio di difficoltà di approvvigionamento (incl. l'aumento dei prezzi di mercato). Sono stati invece rinviati i lavori di modifica del regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti UE in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione, che per la Svizzera ha una grande rilevanza per quanto riguarda la problematica dei flussi non programmati.

La riforma del mercato dell'energia elettrica è svolta contemporaneamente alla riforma del mercato del gas, già avviata alla fine del 2021 al fine di creare i presupposti per una transizione dal metano fossile a gas rinnovabili a basse emissioni di CO₂, rafforzando così la resilienza del settore del gas.

Il «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» e il «Single Intraday Coupling (SIDC)» sono stati estesi ad altre frontiere interne dell'UE. Parallelamente, dalla metà del 2022 l'introduzione del

«Flow Based Market Coupling» (FBMC) riguarda non più solo 5 bensì 13 Paesi UE, a cui in futuro se ne aggiungeranno altri, tra cui l'Italia.

Su richiesta della Commissione europea, nel 2021 è stato avviato dall'ACER e dalla REGST dell'energia elettrica un unico progetto per un ulteriore nuovo codice di rete riguardante la cibersicurezza nel settore dell'energia elettrica («Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows»), proseguito nel 2022. Il progetto ha preso origine dal regolamento UE 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, ma viene completato come regolamento UE a sé stante.

Visto lo stretto legame tra la Svizzera e i vicini Paesi europei, tutti questi sviluppi e cambiamenti all'interno e all'esterno dell'UE hanno una forte rilevanza tanto per il settore elettrico – sul piano della sicurezza di approvvigionamento – quanto sul piano politico, legislativo ed economico.

7.2 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 alcune eccezioni: da una parte, le forniture nell'ambito di contratti a lungo termine conclusi prima del 31 ottobre 2002 (in particolare alcuni contratti ancora in essere con la Francia), dall'altra, la precedenza data alle forniture dalle centrali

idroelettriche di confine. In terzo luogo, al momento vi sono capacità sul mercato intraday per le quali non vi è un prezzo definito.

La parte principale delle capacità delle linee transfrontaliere viene quindi assegnata nel quadro di aste esplicite, in cui il diritto di trasporto viene assegnato separatamente dall'acquisto di energia. Nelle aste implicite, invece, il diritto di trasporto viene attribuito automaticamente al miglior offerente al momento dell'acquisto di energia in borsa. Questa procedura è ormai uno standard in Europa sia sul mercato day-ahead che intraday nel quadro del «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» e del «Single Intraday Coupling (SIDC)». A giugno 2022 nello SDAC è stata

inserita la frontiera Ungheria/Croazia, mentre da novembre lo SIDC è stato esteso a Grecia e Slovacchia. In questo modo è possibile assegnare in modo implicito le capacità lungo tutte le frontiere dell'UE; tuttavia, in assenza di un accordo sull'energia elettrica la Svizzera non può aderire a questa procedura.

Attraverso il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi (Flow Based Market Coupling – FBMC) la capacità di trasporto a ogni frontiera è ottimizzata e nel contempo assegnata a dipendenza delle differenze di prezzo e tenendo conto della situazione della rete. La graduale introduzione dell'FBMC da parte di un numero sempre maggiore di Stati membri dell'UE consente di sfruttare al meglio le capacità di rete sul piano economico.

L'UE 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 regolamento UE 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica prevede per gli

scambi commerciali internazionali una quota minima del 70 per cento della capacità di tutte le linee, affinché l'integrazione dei mercati e la sicurezza di approvvigionamento migliorino a livello paneuropeo. Per questo 70 per cento di capacità transfrontaliera l'UE consente eventuali eccezioni fino alla fine del 2025; nel 2022, con la sola esclusione della Francia, tutti i Paesi confinanti con la Svizzera hanno fatto valere queste eccezioni. In particolare Germania e Austria hanno pubblicato un piano d'azione in cui era previsto un aumento lineare al 70 per cento; nel 2022 la Germania doveva raggiungere il 31 e l'Austria il 28,7 per cento. Maggiori informazioni circa la considerazione dei flussi svizzeri negli obiettivi del 70 per cento sono consultabili al punto 5.4 «Flussi non programmati».

Gli sviluppi sul fronte delle normative e delle metodologie UE (in particolare la regola del 70%, ma anche l'esclusione dalle piattaforme di balancing) dovrebbero portare a un aumento delle congestioni sulla rete svizzera e a un intensificarsi delle misure operative di sgravio (inclusi il countertrading e il ridispacciamento). Nel 2022 sono stati avviati i lavori per l'implementazione di un nuovo metodo internazionale volto a ottimizzare su base comune le misure di sgravio a livello regionale; la partecipazione della Svizzera è prevista e vista con favore dall'UE. Il nuovo metodo sarà implementato non prima del 2024.

7.3 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 era una merchant line al confine con l'Italia, per la quale era ancora pendente un procedimento dinanzi alla El-Com, ora concluso. La durata della deroga è terminata nell'anno in esame; di conseguenza la linea è stata trasferita a Swissgrid, senza versamento di alcuna indennità.

Sono proseguite, nell'anno in rassegna, le discussioni relative alla realizzazione di un'ulteriore merchant line dalla Svizzera all'Italia lungo un tracciato esistente ma non più utilizzato. Non è escluso che l'anno prossimo venga richiesto alla ECom il riconoscimento

di un'eccezione rispetto all'accesso alla rete come merchant line. A tal fine sarebbe determinante l'ordinanza del DATEC concernente le eccezioni all'accesso alla rete e nel calcolo dei costi di rete computabili nella rete di trasporto transfrontaliera (OEAC).

7.4 Proventi da aste

Le capacità transfrontaliere della rete di trasporto di piccola entità sono attribuite da Swissgrid in sede di 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 LAEI). Swissgrid propone la destinazione desiderata alla ECom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'impiego di tali entrate (art. 22 cpv. 5 lett. c LAEI).

Per l'utilizzo dei proventi da aste del 2021, Swissgrid ha chiesto una deroga rispetto all'accordo di destinazione del 55 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 45 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima, adducendo come motivazione la presenza di vari effetti straordinari. A febbraio 2021 la ECom ha respinto la richiesta e confermato il rapporto di destinazione dei proventi concordato. In seguito alla pandemia di coronavirus, nel marzo del 2021 Swissgrid ha presentato una domanda di riesame chiedendo che i proventi da aste del 2021 fossero utilizzati esclusivamente a riduzione dei costi computabili. Vista l'eccezionalità della situazione, la ECom ha accolto la domanda.

Per utilizzare i proventi da aste del 2022 Swissgrid ha chiesto una deroga rispetto all'accor-

do di destinazione del 65 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 35 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima in seguito alla presenza di effetti speciali (soprattutto la riduzione delle differenze di copertura per l'attuazione della verifica del sistema e il pagamento della tranche B dell'indennità di espropriazione) e della pandemia di COVID-19. La ECom non ha dato seguito a tale richiesta e ha ribadito il rapporto di destinazione concordato del 65 e 35 per cento, essendo gli effetti speciali citati già prevedibili e non avendo la pandemia di COVID-19 più colto così di sorpresa come nel 2020.

Nell'anno in esame Swissgrid ha fatto domanda per utilizzare i proventi da aste del 2023, chiedendo, come l'anno precedente, una deroga rispetto all'accordo di destinazione del 65 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 35 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima in seguito alla presenza di effetti speciali. Tra questi vi sono, secondo Swissgrid, la riduzione proporzionale – prevista da una decisione riguardante la verifica del sistema – di una copertura insufficiente attesa alla fine del 2021, il pagamento della tranche B dell'indennità di espropriazione nonché altri costi supplementari (costi di esercizio e ammortamenti più elevati, minori ricavi ITC, maggiori costi per il ridispacciamento nazionale, effetti fiscali e degli interessi calcolatori). La ECom non ha dato seguito a tale richiesta e ha ribadito il rapporto di destinazione concordato del 65 e 35 per

cento, essendo gli effetti speciali citati già prevedibili da tempo (tranche B dell'indennità di espropriazione) e gli aumenti dei costi in questione di per sé non straordinari. Con la decisione della ElCom una parte dei proventi da aste è destinata all'immediata riduzione dei costi che incidono sulle tariffe e, un'altra parte più considerevole al potenziamento della rete di trasporto. Così facendo si riducono le immobilizzazioni regolatorie computabili e di conseguenza diminuiscono in modo durevole i costi del capitale computabili. Nel dicembre dell'anno in esame Swissgrid ha presentato una domanda di riesame dell'utilizzo dei proventi da

aste per il 2023, motivata dai profondi cambiamenti del quadro geopolitico e di mercato dopo la decisione della ElCom. La Commissione l'ha respinta, sostenendo che la portata dei cambiamenti del contesto di mercato non è tale da giustificare un riesame.

In generale l'obiettivo della ElCom è un utilizzo durevole dei proventi da aste ai fini del livellamento delle tariffe e quindi a favore dei consumatori finali, il che giustifica in particolare il loro impiego per l'ampliamento e la manutenzione della rete di trasporto. Così facendo si ridimensionano nel tempo i costi computabili.

7.5 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione

L'energia di regolazione deve compensare le fluttuazioni a breve termine dei consumi e della produzione, per cui rappresenta 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 oltre i confini nazionali, consentendo al mercato di beneficiare di notevoli vantaggi di prezzo a livello di acquisizione (e quindi, in ultima analisi, per il consumatore finale) e di una maggiore protezione da possibili congestioni.

A questo scopo si stanno allestendo piattaforme internazionali di trading dedicate. Sono già attive e, se necessario, verranno ulteriormente ampliate, le piattaforme per lo scambio di potenza di regolazione primaria (Frequency Containment Reserve FCR) e di energia di regolazione terziaria lenta (TERRE) nonché Imbalance Netting (IN). Nel corso del 2022 sono entrate in funzione altre due piattaforme: la piattaforma per lo scambio di energia di regolazione secondaria PICASSO a giugno e MARI (energia di regolazione terziaria veloce) a ottobre. Al momento la Svizzera non partecipa a queste due

piattaforme. La cooperazione FCR tra i gestori delle reti di trasporto risale ad ancor prima dell'introduzione dei Network Codes europei ed è ora la prima cooperazione regionale che realizza un'armonizzazione del mercato secondo il metodo stabilito nella Guideline on Electricity Balancing (EBGL). È incentrata sull'acquisto di potenza di regolazione primaria nell'area sincrona europea a 50 hertz, sulla riduzione dei costi di acquisto e sulla realizzazione di incentivi per l'ingresso sul mercato di nuove tecnologie e nuovi fornitori di potenza di regolazione. La ElCom vi partecipa attivamente insieme ad altre autorità di regolazione e stakeholder.

Nell'ambito della cooperazione FCR si discute e si apportano regolarmente nuovi adeguamenti, anche con l'intento di muoversi verso un design di mercato in tempo reale. Ne è un esempio l'introduzione, a luglio 2020, di aste D-1 con durata dei prodotti ridotta a quattro ore. Sulla piattaforma FCR le operazioni si svolgono grazie a un complesso algoritmo di allocazione che tiene conto delle varie zone di prezzo e delle condizioni accessorie, calcolando un sistema di prezzi marginali (marginal pricing) e la relativa durata dei prodotti.

La partecipazione della Svizzera alle tre piattaforme per RR/TERRE, aFRR e mFRR è soggetta a 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. La REGST ha formulato nel settembre del 2017 un parere favorevole, seguita dall'ACER nell'aprile del 2018. L'accesso alle piattaforme non è tuttavia garantito e dipende in larga misura dalle relazioni politiche tra la Svizzera e l'UE. Per quanto riguarda l'adesione alla piattaforma TERRE, la Direzione generale dell'Energia del-

la Commissione UE ha espresso parere negativo, il che continua a mettere in forse la partecipazione a lungo termine di Swissgrid.

La ElCom si sta adoperando per far sì che la Svizzera partecipi alle piattaforme, essendo i rischi derivanti da una sua mancata adesione considerevoli per l'esercizio sicuro della rete. Nello specifico, sulla rete svizzera comparirebbero improvvisamente flussi di energia elettrica non programmati né preannunciati, con conseguenti possibili sovraccarichi e guasti a carico della medesima. Questa situazione potrebbe anche mettere a rischio la sicurezza del sistema in tutta l'area intorno alla Svizzera.

7.6 Organismi internazionali

I notevoli aumenti del prezzo dell'energia elettrica e del gas, nel 2021 relativamente limitati sotto il profilo geografico, nel 2022 si sono estesi all'intera UE. A seguito dell'invasione dell'Ucraina di fine febbraio 2022 e del protrarsi della guerra – in particolare della forte riduzione o addirittura della sospensione totale delle esportazioni di gas dalla Russia verso l'UE, che hanno interessato numerosi Stati membri – la Russia non era più considerata un fornitore affidabile.

Le situazioni straordinarie esigono decisioni straordinarie. Oltre alle sanzioni economiche contro la Russia, l'UE ha approvato il cosiddetto piano «REPowerEU», con l'obiettivo di porre fine alla dipendenza dell'UE dal gas russo e dai combustibili fossili ben prima del 2030 e in uno spirito di solidarietà. Per far fronte al rischio di crescenti difficoltà nell'approvvigionamento energetico dell'UE, il Consiglio europeo, in cui sono rappresentati gli Stati membri, ha adottato con procedura d'urgenza diverse misure e regolamenti previsti da REPowerEU, citati al punto 4.4 del presente rapporto «Provvedimenti dell'UE per la riduzione dei prezzi dell'energia».

Per reagire alla situazione attuale sono previsti diversi meccanismi, tra cui misure fiscali come il prelievo dei profitti in eccesso. In questo modo si punta a fermare l'eccezionale aumento dei prezzi dell'energia registrato nel 2022, a stabilizzare o addirittura a ridurre notevolmente i prezzi del gas e dell'elettricità sui mercati all'ingrosso anche mediante la definizione di tetti massimi.

Gli effetti più gravi degli elevati prezzi dell'energia e dell'elettricità sull'economia, l'industria e i consumatori di energia (compresi i clienti finali elettrici) dovrebbero essere finanziati in modo mirato e mitigati attraverso sovvenzioni e altre misure (contributo di solidarietà straordinario e temporaneo nei settori petrolio, gas naturale, carbone e raffinazione, tetto massimo ai profitti in eccesso derivanti dalla produzione di elettricità, ecc.). Nel marzo dell'anno in rassegna, poche settimane dopo l'invasione russa, la REGST dell'energia elettrica è intervenuta con un provvedimento d'emergenza immediato effettuando la sincronizzazione della rete elettrica continentale europea e della rete elettrica ucraino-moldava. Da allora entrambe le reti di trasporto sono collegate alla rete interconnessa europea per contribuire alla sicurezza

reciproca dell'approvvigionamento, consentire il funzionamento di emergenza delle centrali nucleari ucraine e lo scambio commerciale di energia elettrica tra Ucraina e Moldavia con l'UE.

REPowerEU poggia su altri aspetti quali l'efficienza energetica e il massiccio impiego delle energie rinnovabili, ossia i pilastri della transizione energetica dell'UE, a cui ha dato ulteriore slancio nel 2019 il cosiddetto «European Green Deal» (riduzione delle emissioni di gas serra nell'UE entro il 2030 del 55% rispetto al 1990 e obiettivo «zero carbonio» entro il 2050). Per attuare l'ambizioso Green Deal dell'UE è stato predisposto il pacchetto «Fit for 55» (luglio 2021), che prevede, tra le altre cose, la revisione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il Green Deal dell'UE e «Fit for 55» sono finanziati in modo massiccio fino al 2027 attraverso il programma congiunturale post-Covid «Next Generation EU» (2020) con una dotazione di oltre 800 miliardi di euro.

L'UE conferma il proprio impegno volto a concretizzare l'accordo sul clima di Parigi (2015) e a rispettare gli impegni assunti attraverso gli strumenti dell'efficienza energetica e del potenziamento delle energie rinnovabili, cosicché l'Europa diventi il primo continente ad aver raggiunto la neutralità climatica entro il 2050. La transizione energetica – con la digitalizzazione dell'economia e della società europee nonché del sistema energetico e la maggiore volontà di reindustrializzare l'Europa – si riconferma una priorità per l'UE, a cui ha dato in parte nuovo slancio Next Generation EU, il piano di rilancio dell'economia all'indomani della pandemia di coronavirus. A tal fine, per gli anni dal 2021 al 2030 gli Stati membri sono chiamati a definire, tra i vari aspetti, piani energetici e climatici coerenti e un programma sostenibile di riforme dei propri mercati energetici nazionali.

«Fit for 55» intende raggiungere questi obiettivi attraverso un centinaio di revisioni di leggi nei

settori del clima, dell'energia e dei trasporti al fine di adeguare la normativa dell'UE agli obiettivi climatici dell'Unione. Questo processo proseguirà nel 2023 con l'adozione di una dozzina di leggi per le quali entro la fine del 2022 non è stato possibile giungere a un compromesso o trovare formulazioni stabili: l'obiettivo di una quota del 40 o addirittura del 45 per cento di energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE nel 2030; il divieto di vendita di auto nuove con motore a combustione a partire dal 2035 e infine l'aspetto finale della riforma del mercato UE del carbonio (che rafforzerà il principio di causalità «chi inquina paga» riducendo le emissioni delle industrie ad alta intensità energetica del 62 per cento entro il 2030 rispetto al 2005) ecc.

Inoltre, entro il 2026 verrà progressivamente introdotto, quale misura di protezione del clima, un meccanismo di compensazione del CO2 alla frontiera dell'UE: si tratta del «Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM» che mira a stabilire un prezzo del carbonio su determinati prodotti importati nell'UE quali elettricità e idrogeno, cemento, ferro, acciaio e alluminio oppure fertilizzanti. Questo meccanismo intende favorire gli investimenti in una produzione maggiormente rispettosa dell'ambiente nell'UE e all'estero e garantire le stesse condizioni concorrenziali alle imprese dell'Unione e di Paesi terzi.

Nel 2022, sotto la presidenza prima francese e poi ceca del Consiglio europeo, gli Stati membri e le istituzioni dell'UE si sono concentrati sull'adozione di misure urgenti e congiunte per far fronte alla nuova crisi energetica e alla guerra in Ucraina.

La Svezia, che nel primo semestre del 2023 ha assunto la presidenza di turno del Consiglio europeo (seguita nel secondo semestre dalla Spagna), non prevede ulteriori misure o regolamenti d'emergenza concernenti la limitazione dei flussi di gas verso l'Europa da parte della Russia, a meno che la situazione

non lo richieda, dato che nel 2022 gli Stati membri hanno raggiunto un accordo su una serie di regolamenti che impongono determinate misure coordinate (requisiti di stoccaggio, tetti massimi per i prezzi all'ingrosso, piattaforma d'acquisto comune ecc.).

Tuttavia, nel 2023 sarà avviata un'importante riforma anticipata del quadro normativo per il mercato dell'energia elettrica dell'UE del 2019 (comprendente il regolamento UE 2019/943 e la direttiva UE 2019/944) volta a contrastare l'elevato rischio di difficoltà dell'approvvigionamento. Tale riforma sarà attuata contemporaneamente a un pacchetto di riforme aggiuntivo del dicembre 2021 per il settore del gas, i suoi mercati e le sue infrastrutture, che contempla anche aspetti transfrontalieri e prevede una collaborazione regionale nel settore del gas.

Resta da vedere fino a che punto occorrerà intensificare l'integrazione e la complementarità tra il comparto elettrico e del gas o garantire la parità di trattamento tra tutti i vettori energetici cosicché il mercato elettrico e del gas – ad esempio in materia fiscale – siano orientati alla decarbonizzazione. Fino all'inizio del 2022 l'UE intendeva proseguire e intensificare l'integrazione dei due settori, al fine di creare un autentico mercato unico europeo, con l'obiettivo di una certa convergenza dei quadri normativi.

La revisione del mercato europeo del gas dovrebbe orientarsi in larga misura alla legislazione dell'UE sul mercato dell'energia elettrica del 2019; il gas naturale dovrebbe fungere da energia di transizione sino a che l'UE non disporrà di una capacità sufficiente per le energie rinnovabili, idrogeno compreso. I rischi concreti per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE, le sue misure di emergenza e la sua disponibilità ad accelerare ulteriormente la transizione energetica e la decarbonizzazione potreb-

bero portare a una frammentazione di normative specifiche e mettere a rischio il raggiungimento di altri obiettivi, come una determinata neutralità sotto il profilo tecnologico e la parità di trattamento tra i diversi mercati dell'energia e le fonti energetiche (p. es. in materia fiscale).

La serie di proposte legislative della Commissione europea del dicembre 2021 mira a creare le condizioni per una transizione dal gas naturale di origine fossile a gas rinnovabili e a basse emissioni di CO₂, in particolare il biometano e l'idrogeno, rafforzando in tal modo la resilienza del sistema del gas. La proposta era stata avanzata nel contesto dell'aumento generalizzato dei prezzi dell'energia (inclusa quelli dell'energia elettrica) che si era accentuato già nel secondo semestre del 2021. Nel 2022 l'UE e i suoi Stati membri non sono riusciti a contenere tale aumento.

Nel 2015 ACER ed ElCom hanno sottoscritto un cosiddetto «Memorandum of Understanding» (MoU) che riconosceva alla Commissione uno status di osservatore in seno ai gruppi di lavoro sull'elettricità dell'ACER. All'epoca la forte integrazione della rete elettrica svizzera in Europa era stata la motivazione congiunta che aveva reso possibile una simile cooperazione. Dopo la rottura delle trattative sull'accordo quadro CH-UE nel maggio del 2021, nell'agosto del 2021 si è giunti alla risoluzione del MoU da parte dell'ACER. In conseguenza di ciò la ElCom ha perso lo status di osservatore e il suo diritto di consultazione diretto nei corrispondenti gruppi di lavoro. Pertanto, da allora la Commissione non dispone più di informazioni dirette circa gli sviluppi interni all'UE, trattati nell'«ACER Electricity Working Group» e nei relativi sottogruppi, e rilevanti per la Svizzera.

La Commissione europea ha altresì negato la partecipazione della ElCom quale osservatore dall'edizione 2021 dello European Electricity Re-

regulatory Forum, il cosiddetto «Forum di Firenze» dedicato alla sfida dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia. La ElCom si propone di compensare questa mancanza di informazioni con il confronto bilaterale e di continuare a far valere gli interessi della Svizzera.

Nel luglio 2022 sono stati introdotti i cosiddetti «RCC – Regional Coordination Centers» che sostituiscono formalmente gli «RSC – Regional Security Coordinators» come Coreso o TSCNet Services. In base al regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica essi svolgono compiti supplementari e operano seguendo una governance modificata, basata sulle nuove System Operation Regions. Gli RCC (come già in precedenza gli RSC), fondamentali per il coordinamento del funzionamento sicuro del sistema, eseguono calcoli delle capacità e analisi della sicurezza per conto dei gestori dei sistemi di trasporto. Come deliberato nel 2021, nonostante i nuovi requisiti posti dall'UE in materia di governance, Swissgrid potrà rimanere azionista di TSCNet anche in futuro. Nella nuova struttura, Swissgrid ha meno potere decisionale, ma si ritiene che potrà contare sul flusso di informazioni necessarie per l'esercizio sicuro della rete. L'effettiva implementazione degli

RCC, tuttavia, durerà ancora svariati anni ed è un percorso non privo di incognite.

La ElCom ha partecipato alle discussioni sull'ulteriore sviluppo della gestione delle capacità alla frontiera settentrionale italiana.

Inoltre, dal 2012 la Commissione partecipa in qualità di osservatore al Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER). Il CEER e le sue autorità di regolazione, così come l'ACER, sono stati particolarmente impegnati nel 2022: infatti, le numerose revisioni legislative nell'UE e la crisi energetica hanno inciso su gran parte delle loro competenze e sulla protezione dei consumatori di gas ed elettricità. Il CEER ha inoltre partecipato ai preparativi per il «WFER – World Forum on Energy Regulation» (marzo 2023).

Dal 2021 l'«OECD Network of Economic Regulators (NER)» lavora alla dotazione di risorse e alla pianificazione e valutazione operativa strategica dei regolatori economici e, in un contesto più ampio, alle tematiche orizzontali «Green Government» e alla promozione dell'innovazione che hanno caratterizzato globalmente il lavoro dell'OECD dal 2022.

8 Prospettive future

La sicurezza dell'approvvigionamento continuerà a rappresentare un tema chiave delle attività della ElCom. Come già avvenuto nell'inverno 2022/2023, a breve e medio termine saranno in particolare la disponibilità delle centrali nucleari francesi e la disponibilità di gas a costituire elementi critici per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico europea e quindi anche elvetica. Parallelamente, la Svizzera nello specifico dovrà proseguire l'attuazione delle misure a breve termine già intraprese al fine di stabilizzare la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare la cosiddetta riserva invernale. La ElCom infine svolge un ruolo centrale nel monitoraggio della sicurezza dell'approvvigionamento e nell'attuazione di queste misure a breve termine.

A causa della massiccia riduzione delle forniture di gas dalla Russia e della possibilità di una loro totale interruzione, anche nell'inverno 2023/2024 sussiste in Europa il rischio di una situazione di penuria di gas. Data l'importanza delle centrali a gas nel mix energetico europeo, ciò si ripercuoterebbe anche sul mercato elettrico. Di grande importanza per il prossimo inverno sarà quindi, da un lato, la quantità di gas rimasta nei depositi europei alla fine dell'inverno 2022/2023. Dall'altro, si pone la questione di come l'Europa possa garantire in generale l'approvvigionamento attraverso una quota più elevata di gas naturale liquefatto (GNL). È vero che il rapido potenziamento dei terminali GNL dovrebbe contribuire ad alleggerire la congestione, soprattutto in Germania; tuttavia sussistono incertezze circa la disponibilità di questa materia prima e, di conseguenza, i suoi prezzi sul mercato internazionale, fortemente influenzati dalla domanda asiatica.

Proprio a causa del persistere di questa situazione di incertezza, è necessario continuare a implementare in modo coerente le misure a breve termine in Svizzera. La ElCom

ha già avviato i preparativi per la messa a disposizione della riserva strategica di energia idroelettrica per l'inverno 2023/2024, il che permetterà l'aggiudicazione di una prima tranche già all'inizio dell'estate. Inoltre, le riserve termiche – le otto turbine a gas mobili di Birr, le due turbine di Monthey e Cornaux e i gruppi elettrogeni di emergenza aggregati – saranno disponibili anche per il prossimo inverno. Infine viene predisposta l'opzione di riserve legate alla riduzione dei consumi.

Anche in una situazione di approvvigionamento tesa, o proprio per questo motivo, lo scambio di elettricità con l'estero costituisce un elemento fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. Nello sviluppo dell'esercizio interconnesso a livello internazionale, in cui si intensifica il commercio transfrontaliero nell'ambito dell'ottimizzazione basata sui flussi di carico, l'attenzione della ElCom è quindi rivolta alla sicurezza della rete svizzera e all'assicurazione delle capacità di importazione necessarie per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. In questo contesto è importante mantenere stretti contatti con le autorità di regolazione europee e con i gestori delle reti di trasporto.

Infine anche la cibersicurezza rappresenta un elemento chiave della sicurezza dell'approvvigionamento. Nel contesto della guerra russo-ucraina, la questione ha assunto un'importanza ancora maggiore a livello europeo. La ElCom continuerà pertanto a perseguire un approccio alla cibersicurezza basato sul rischio, a cui seguiranno rilevamenti e iniziative di sensibilizzazione tra gli operatori del mercato elettrico. In sede di attuazione è importante, da un lato, rispettare i requisiti vigenti e i nuovi requisiti previsti dal diritto svizzero. Dall'altro, occorre tener conto anche dei possibili effetti del nuovo Network Code on Cybersecurity dell'UE sugli operatori di mercato e sui gestori delle infrastrutture svizzeri.

A fronte di una situazione ancora tesa per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento, anche i prezzi dell'energia elettrica rimangono a un livello relativamente elevato. Nonostante si siano notevolmente stabilizzati a partire dalla fine del 2022 – in particolare rispetto all'estate 2022 – all'inizio del 2023 i prezzi sui mercati a termine presentavano ancora un livello eccezionalmente elevato rispetto agli anni precedenti. Ciò dovrebbe ripercuotersi anche sulle tariffe del servizio universale. Per molti gestori della rete di distribuzione (GRD), che acquistano la maggior parte dell'energia elettrica sul mercato, si prevedono ulteriori aumenti tariffari per il 2024. Nell'ipotesi di una strategia di acquisto pluriennale, per la maggior parte degli GRD la quota di elettricità acquistata a prezzi ancora più bassi nel 2023 sarebbe stata superiore a quella del 2024. Inoltre, a partire dal 2024 i consumatori sosterranno i costi aggiuntivi derivanti dall'attuazione delle misure a breve termine per la sicurezza dell'approvvigionamento attraverso un supplemento sulle tariffe di rete.

Con l'aumento e l'ampia diversificazione delle tariffe aumentano anche le aspettative del pubblico e dei consumatori nei confronti della sorveglianza della ElCom. Già nel 2022 le richieste dei media e dei consumatori alla Commissione su temi quali le tariffe dell'energia, la lettura dei contatori, la remunerazione per la ripresa di energia o il diritto al servizio universale (anche in relazione al cosiddetto raggruppamento ai fini del consumo proprio RCP) erano aumentate in modo esponenziale. Gestire tempestivamente questa mole di lavoro ha rappresentato una sfida per la ElCom dal punto di vista delle risorse. Oltre a fornire informazioni individuali, la Commissione ha potenziato la comunicazione online. Nonostante la flessione registrata verso la fine del 2022, nel 2023 si prevede un ulteriore aumento del numero di richieste e reclami, dovuto agli importi aumenti delle

fatture per molti consumatori e ai possibili nuovi annunci di aumenti tariffari per il 2024. La ElCom rinnoverà di conseguenza il proprio impegno in materia di controllo delle tariffe dei gestori della rete di distribuzione, ponendo l'accento sull'ulteriore sviluppo della procedura d'esame basata sui rischi e sui dati. Nell'ambito del nuovo sistema di rilevamento dei dati «EDES», si concentrerà in particolare sull'ulteriore sviluppo della procedura d'esame basata sull'analisi dei dati.

Già in passato la Commissione vigilava sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 26a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico; nel 2022, in un contesto di prezzi all'ingrosso elevati e soprattutto volatili, tale sorveglianza ha assunto un'importanza ancora maggiore. Con l'entrata in vigore della legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAISE) all'inizio di ottobre 2022, alla ElCom è stata attribuita un'ulteriore funzione di sorveglianza. L'ulteriore sviluppo di questa funzione e, soprattutto, la digitalizzazione dei processi continueranno a occupare la ElCom anche nel 2023. Infatti, la nuova legge comporta un aumento significativo dei dati forniti dagli operatori di mercato alla Commissione. Analogamente alla panoramica delle tariffe, anche in questo caso, date le grandi quantità di dati, il rilevamento e l'analisi dei dati saranno il più possibile automatizzati.

Il 2023 dovrebbe inoltre essere caratterizzato da importanti modifiche della normativa in materia di energia che graviteranno intorno all'atto normativo mantello (LEne e LAEI). Le modifiche attualmente previste inciderebbero in misura significativa anche sull'attività della ElCom, ad esempio per quanto riguarda l'attuazione della riserva invernale o la sorveglianza sulle tariffe di rete e dell'energia. Parallelamente, già alla fine del 2022 il Consiglio

federale ha posto in consultazione la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE). Anche in questo caso la Commissione svolgerà un ruolo centrale nell'attuazione delle diverse modifiche legislative; nel corso dell'anno s'impegnerà pertanto a livello tecnico per rendere l'intero processo più efficiente.

La crescente complessità del quadro normativo, i sempre più frequenti interventi politici volti al potenziamento della produzione di energia elettrica, la definizione di prodotti e tariffe dell'energia elettrica e, non da ultima, l'attribu-

zione di nuove funzioni di sorveglianza, generano notevoli compiti supplementari per la El-Com. In proposito, anche alla luce dell'attuale dibattito sul bilancio federale, occorre discutere apertamente delle risorse finanziarie e di personale necessarie alla Commissione in futuro. In quanto autorità di vigilanza indipendente, la El-Com deve disporre di risorse sufficienti per svolgere efficacemente i compiti che le sono stati assegnati dal legislatore. Con le risorse attuali, la Commissione non sarà in grado di rispondere adeguatamente alle nuove sfide, ma anche alle crescenti aspettative della politica, della cittadinanza e dei consumatori.

9 La ElCom



La Commissione, da sinistra a destra: Andreas Stöckli, Katia Delbiaggio, Felix Vontobel, Werner Luginbühl (presidente), Sita Mazumder, Jürg Rauchenstein, Laurianne Altwegg (vicepresidente)

La ElCom ha il compito di vigilare sul mercato svizzero dell'energia elettrica e di assicurare il rispetto della LAEI. 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, monitora che l'infrastruttura di rete continui ad essere mantenuta efficiente e che, se necessario, sia potenziata per garantire anche in futuro la sicurezza di approvvigionamento.

Il settore in cifre

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

Numero di gestori di rete: circa 610

Numero di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche (linee aeree e cavi, incl. allacciamenti domestici): totale circa 214'000 km | livello di rete 1 – circa 6'650 km | livello di rete 3 – circa 8'900 km | livello di rete 5 – circa 46'500 km | livello di rete 7 – circa 152'000 km

Numero di punti di misurazione: 5.9 mio.

Numero di destinatari di fattura: 5.6 mio.

Investimenti annui: circa 1.4 mia. franchi

Consumo annuo di energia elettrica: 2020 55 TWh | 2021 58 TWh | 2022 57 TWh

Produzione: 2020 69 TWh | 2021 64 TWh | 2022 63 TWh (incl. consumo pompe di accumulo)

Importazione di energia elettrica: 2020 27 TWh | 2021 31 TWh | 2022 33 TWh

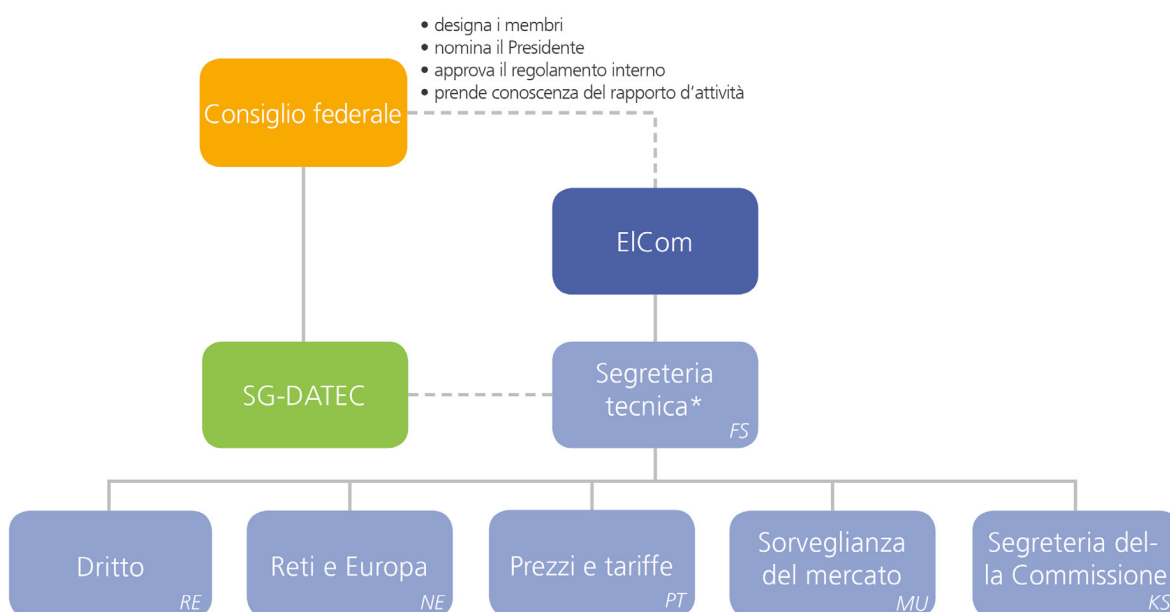
Esportazione di energia elettrica: 2020 32 TWh | 2021 29 TWh | 2022 29 TWh

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 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.

9.1 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 21: Organigramma della ElCom

9.1.1 Commissione

I sette membri della Commissione sono indipendenti dal settore elettrico e svolgono la propria 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:

- Werner Luginbühl (dal 2020): già consigliere agli Stati

Vicepresidente:

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

Membri:

- Katia Delbiaggio (dal 2020): Dr. rer. pol., professoressa di economia politica presso il dipartimento di economia della Scuola universitaria di Lucerna
- Dario Marty (dal 2018 al 31.08.2022): 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

- Jürg Rauchenstein (dall'1.09.2022): Dipl. El. Ing. ETH
- Andreas Stöckli (dal 2019): Dr. iur., avvocato, professore di diritto costituzionale e amministrativo all'Università di Friburgo
- Felix Vontobel (dal 2020): Dipl. El. Ing.

Comitati

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

Prezzi e tariffe

- Katia Delbiaggio (direzione)
- Laurianne Altwegg
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Diritto

- Andreas Stöckli (direzione)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Jürg Rauchenstein (dall'1.09.2022)

Reti e sicurezza di approvvigionamento

- Dario Marty (direzione fino al 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (direzione dall'1.09.2022)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (fino al 30.04.2022)
- Katia Delbiaggio

9.1.2 Segreteria tecnica

La Segreteria tecnica sostiene la Commissione dal punto di vista tecnico e scientifico, prepara le sue decisioni e le attua. Dirige le procedure di diritto amministrativo e svolge i necessari accertamenti. È indipendente da altre autorità ed è assoggettata esclusivamente alle istruzioni della Commissione. Sotto il profilo amministrativo, la Segreteria tecnica è aggregata alla Segreteria generale del DA-TEC. 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 pun-

- Felix Vontobel

Relazioni internazionali

- Felix Vontobel (direzione)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg (dall'1.05.2022)
- Dario Marty (fino al 31.08.2022)
- Jürg Rauchenstein (dall'1.09.2022)

Sorveglianza del mercato

- Sita Mazumder (direzione)
- Katia Delbiaggio
- Andreas Stöckli
- Felix Vontobel

Dimissioni e nuove nomine

Dario Marty si è ritirato dalla ElCom per fine agosto 2022; quale suo successore il Consiglio federale ha nominato Jürg Rauchenstein, insediatosi a inizio settembre.

Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche

Nell'anno in rassegna la ElCom è rappresentata da tre donne e quattro uomini, equivalenti a una quota femminile del 43 per cento. In seno alla ElCom, inoltre, le regioni linguistiche sono così rappresentate: cinque persone per la lingua tedesca e una persona rispettivamente per la lingua francese e italiana.

to di vista amministrativo. Al 31 dicembre 2022 la Segreteria tecnica contava 44 collaboratori e 4 stagisti a tempo pieno o parziale, pari a 38,6 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalent, FTE», stagisti esclusi). Fra i collaboratori si contano 26 uomini e 18 donne, corrispondenti a una quota femminile di circa il 40,9 per cento. L'età media dei collaboratori è di 45 anni. Le lingue ufficiali sono così rappresentate (stagisti esclusi):

- italiano : 4 collaboratori
- francese : 8 collaboratori
- tedesco : 32 collaboratori



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

Urs Meister
Dr. oec. publ.



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sezione Diritto
(10 collaboratori)**

Nicole Zeller
lic. iur., avvocato



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

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



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

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finanze

Nel corso dell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 15,2 milioni di franchi, di cui sono stati effettivamente spesi circa 14,4 milioni. Tale importo ha coperto integralmente i costi di esercizio e del personale della ElCom, incluse le spese aggiuntive straordinarie legate alla sostituzione dei sistemi

informatici (in particolare il nuovo sistema per la fornitura dei dati EDES). A queste uscite corrispondono entrate per circa 4,6 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.

9.3 Manifestazioni

Forum ElCom 2022

Il 18 novembre 2022 si è tenuta la dodicesima edizione del Forum ElCom presso lo SwissTech Convention Center di Losanna. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e prendendo parte alle discussioni sulla que-

stione della gestione dei rischi. Relatori di alto livello provenienti dalle aziende elettriche, dall'amministrazione e dal mondo scientifico hanno fatto il punto della situazione e dibattuto delle sfide attuali e future. Il Forum ElCom 2023 è in programma il 17 novembre.

Eventi informativi per i gestori di rete

Nella primavera del 2022 la ElCom ha organizzato in tutto sette eventi informativi per i gestori di rete, svoltisi in forma virtuale. Tra i temi trattati, varie questioni inerenti al settore prezzi e tariffe, gli elevati prezzi di mercato, gli ultimi sviluppi sul piano normativo e le novità in

termini di politica energetica dell'UFE. Circa 600 persone hanno partecipato alle sette manifestazioni in tre lingue. Sia per i partecipanti che per il personale della ElCom e dell'UFE questi incontri hanno costituito nuovamente un'ottima occasione di scambio tra specialisti.

Workshop Sorveglianza del mercato

Come negli anni precedenti, nel mese di maggio 2022 si è nuovamente tenuto un workshop a cura del settore Sorveglianza del mercato. L'edizione 2022 era incentrata

sugli attuali sviluppi della sorveglianza del mercato in Svizzera, il rapporto sulla trasparenza del mercato e i prezzi elevati sui mercati dell'energia elettrica.

10 Appendice

10.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2022, in totale sono pervenute alla ElCom 303 nuove pratiche, mentre 154 erano riferite all'anno precedente. Nell'anno in rassegna ne sono state evase 188. 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'avvio di un

procedimento. Nel corso del 2022 sono pervenute 1026 richieste semplici, il doppio rispetto all'anno precedente; questo numero è da ricondurre in particolare al grande interesse verso le tematiche delle tariffe e della sicurezza di approvvigionamento nell'anno in esame. Le richieste semplici, ad eccezione di 32, sono state evase completamente (97%). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 42 decisioni.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti	Ricezione 2022	Esecuzione 2022	Riporto al 2023
Reclami specifici legati alle tariffe	28	81	13	96
Potenziamenti della rete	28	65	62	31
Casi rimanenti	98	157	113	142
Totale	154	303	188	269
Richieste semplici	23	1026	1017	32
Totale incl. richieste semplici	177	1329	1205	301

Tabella 7: Statistica di esercizio 2022 della ElCom

10.2 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 com-

posizioni diverse – a dodici riunioni di una giornata intera e a 15 sedute di mezza giornata. Una volta all'anno la ElCom organizza un ritiro, occasione durante la quale si confronta con i gestori di rete. Nell'anno in esame il ritiro è stato effettuato a Zugo.

10.3 Pubblicazioni

Istruzioni

01.03.2022	WACC Produzione
08.03.2022	Conto annuale della rete
07.06.2022	Regola dei 60 franchi
20.09.2022	Contabilità analitica (calcolo dei costi): presentazione e adeguamento a posteriori
03.10.2022	Parametri per la costituzione di una riserva di energia idroelettrica nell'anno idrologico 2022/2023

Comunicazioni

24.01.2022	Vernehmlassung Pa.Iv. 16.498 / «Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» (in tedesco)
25.01.2022	Revision RPV Vernehmlassung ElCom (in tedesco)
08.04.2022	Revision Energiegesetz Vernehmlassung ElCom (in tedesco)
03.05.2022	Revision EnV und StromVV Vernehmlassung ElCom (in tedesco)
22.08.2022	Vernehmlassung der ElCom zum Bundesgesetz über die Prüfung ausländischer Investitionen (in tedesco)
23.08.2022	Scheda informativa sulla riserva di energia idroelettrica
26.08.2022	«Partecipazione» di consumatori finali in regime di servizio universale a impianti di produzione – modelli dei gestori delle reti di distribuzione
06.09.2022	Domande frequenti: aumento delle tariffe elettriche per le economie domestiche nel 2023
28.09.2022	Computabilità dei costi della cibersicurezza
18.11.2022	Vernehmlassung der ElCom zur Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve (in tedesco)
01.12.2022	Spiegazioni in merito all'avvio di procedure relative alle coperture insufficienti
15.12.2022	Vernehmlassung der ElCom zu Verordnungsänderungen im Bereich des BFE mit Inkrafttreten Mitte 2023 (in tedesco)

Rapporti e studi

01.02.2022	Studio sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera 2025 (Studio Frontier)
03.02.2022	Grenzkapazitäten im Handel: Entwicklung 2018 – 2021 (in tedesco)
20.05.2022	Trasparenza del mercato elettrico 2021 – Rapporto della ElCom
25.05.2022	Handelsvolumina und Preisvolatilität an den Day Ahead und Intraday Strommärkten mit Lieferort Schweiz, Deutschland und Frankreich (in tedesco)
02.06.2022	Qualità dell'approvvigionamento elettrico 2021
02.06.2022	Rapporto d'attività della ElCom 2021
01.09.2022	Rapporto – Potenza di regolazione ed energia di regolazione 2021
25.11.2022	Ergebnisse der Umfrage der ElCom und des SECO bei den Energieversorgungsunternehmen (in tedesco)

10.4 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
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
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CN	Centrale nucleare
Conduttore-km	Una linea (conduttore-km) è costituita da vari conduttori (ad es. 1 km con 3 poli conduttori o conduttori unici = 1 km). Nei cavi interrati, il chilometro indica la lunghezza assoluta dei cavi. Nelle linee aeree, 3 poli conduttori corrispondono ad esempio a un conduttore unico (cfr. VSE/AES – documento NBVN-CH, edizione 2007).
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)
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni

ECC	«European Commodity Clearing» è un servizio di clearing specializzato in prodotti energetici e materie prime
EDES	Sistema di trasmissione dei dati della ElCom
EEX	European Energy Exchange
ElCom	Commissione federale dell'energia elettrica
Energia di regolazione	Impiego di energia elettrica automatico o ordinato dalle centrali per mantenere lo scambio programmato di energia elettrica e garantire la sicurezza della gestione della rete.
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / Borsa europea dell'energia elettrica
ESMA	Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
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
Green Deal europeo	Strategia di sviluppo dell'UE per un'economia sostenibile
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
ICT	Information Communications Technology
IFV	Impianto fotovoltaico
IN	Inbalanced Netting

IPE	Impianto di produzione di energia
kVA	Kilovoltampere, potenza di allacciamento
kWh	Kilowattora
kWp	Kilowatt di picco
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LAiSE	Legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica
Margin call	Richiesta d'integrazione, rivolta in particolare a un investitore chiamato a versare ulteriore denaro sul conto affinché lo stesso raggiunga un valore minimo stabilito dall'obbligo di integrazione. Generalmente la compensazione del margine è un indicatore della perdita di valore dei contratti di negoziazione detenuti sul conto di margine (l'investitore è un venditore netto e i prezzi sono aumentati oppure è un acquirente netto e i prezzi sono diminuiti)
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
MVA	Megavoltampere
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
PAP	Procedura di approvazione dei piani

PIC	Strategia per la protezione delle infrastrutture critiche
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
PPA	Un PPA è un contratto stipulato tra due parti, una delle quali produce elettricità (il venditore) e l'altra desidera acquistare elettricità (l'acquirente). Il PPA stabilisce tutte le condizioni commerciali per la vendita di energia elettrica tra le due parti, compresi il momento in cui il progetto sarà operativo sul mercato, il calendario per la fornitura di energia elettrica, le penali per la mancata fornitura, le condizioni di pagamento e la disdetta.
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
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.
SIX	Società che mette a disposizione l'infrastruttura per la piazza finanziaria svizzera e gestisce la borsa svizzera SIX Swiss Exchange
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.
WACC	Weighted Average Cost of Capital: Costi medi ponderati del capitale
Zona di regolazione	Area in cui la regolazione della rete compete alla società nazionale di rete. Tale area è delimitata fisicamente da stazioni di misurazione



Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Christoffelgasse 5, CH-3003 Berna

Tel. +41 58 462 58 33, Fax +41 58 462 02 22

info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch