



Rapporto d'attività della ElCom 2023



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

ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (pag. 1, 6, 11, 30, 90, 94, 104)
BKW Energie AG (pag. 12)
Axpo Holding AG (pag. 44)
iStock (pag. 66, 78)

Tiratura

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

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2024

Indice

1	Prefazione del presidente	6
2	Intervista con il direttore.....	10
3	Sicurezza dell'approvvigionamento	12
3.1	Introduzione	12
3.2	Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza dell'approvvigionamento	12
3.2.1	Analisi retrospettiva dell'inverno 2022/2023	13
3.2.2	Eventi di rilievo nel corso dell'anno	19
3.3	Riserva invernale	20
3.3.1	Riserva di energia idroelettrica	20
3.3.2	Riserve complementari	21
3.4	Flussi non programmati	21
3.5	Cybersicurezza	22
3.6	Qualità dell'approvvigionamento.....	23
3.6.1	Disponibilità della rete.....	23
3.6.2	Capacità d'importazione	24
3.6.3	Capacità d'esportazione	25
3.6.4	Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati	26
3.7	Prestazioni di servizio relative al sistema	27
4	Le reti	30
4.1	Fatti e cifre delle reti elettriche svizzere	30
4.2	Potenziamento e pianificazione della rete	34
4.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto.....	34
4.2.2	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di distribuzione	35
4.2.3	Partecipazione alle procedure PSE e PAP.....	36
4.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete.....	36
4.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	36
4.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione.....	37
4.3.3	Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete	38
4.4	Potenziamenti della rete	39
4.5	Impianti di stoccaggio a batteria	41
4.6	Assunzione dei costi nei rapporti tra i diversi attori	42
5	Il mercato svizzero dell'energia elettrica	44
5.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri.....	44
5.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	46
5.3	Servizio universale e consumo proprio.....	47
5.4	Tariffe della rete di trasporto	48
5.5	Tariffe della rete di distribuzione	50
5.5.1	Aumenti delle tariffe nel 2024	50
5.5.2	Tariffe medie per un'economia domestica media nel 2024.....	52
5.6	Struttura dei proventi della rete di distribuzione.....	56
5.7	Attività della ElCom in relazione all'aumento delle tariffe dell'energia elettrica 2024	56
5.8	Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con EDES	58
5.9	Verifiche relative alle tariffe	58
5.9.1	Riduzione delle coperture insufficienti.....	58
5.9.2	Verifiche delle tariffe di rete	59
5.9.3	Verifiche delle tariffe dell'energia.....	60
5.10	Regolazione Sunshine.....	61
5.11	Metrologia	62
5.12	Rimunerazione per la ripresa di energia	65

6	Sorveglianza del mercato	66
6.1	Andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2023	66
6.2	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	68
6.3	Sorveglianza del mercato nel 2023 in cifre.....	69
6.4	Esperienze di un anno con la LAiSE	72
6.5	Maggiore trasparenza sul mercato svizzero - LVTE	73
6.6	Impatto di REMIT 2 sugli operatori di mercato svizzeri.....	75
6.7	Nuovo assetto del mercato UE	76
7	Affari internazionali	78
7.1	Gestione delle congestioni	78
7.2	Merchant line	79
7.3	Centrali di frontiera.....	80
7.4	Proventi da aste	80
7.5	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	82
7.6	Organismi internazionali.....	83
8	Prospettive	88
9	La ElCom.....	90
9.1	Organizzazione e risorse umane.....	92
9.1.1	Commissione	92
9.1.2	Segreteria tecnica	93
9.2	Comunicazione e principio di trasparenza dell'amministrazione.....	94
9.3	Finanze	95
9.4	Manifestazioni	95
10	Appendice	96
10.1	Statistica di esercizio	96
10.2	Statistica delle riunioni	96
10.3	Pubblicazioni	97
10.4	Glossario	98

1 Prefazione del presidente



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

Sicurezza dell'approvvigionamento

Dopo la crisi energetica e i timori di penurie lo scorso anno, nel 2023 la situazione dell'approvvigionamento e i mercati si sono notevolmente calmati. A generare tale effetto hanno contribuito la maggiore disponibilità delle centrali nucleari francesi, l'elevato grado di riempimento degli impianti di stoccaggio del gas, l'ampliamento delle capacità d'importazione di gas naturale liquefatto e di energie rinnovabili, nonché la riduzione della domanda di elettricità e di gas in Europa.

In Svizzera, la resilienza dell'approvvigionamento è stata migliorata a breve termine soprattutto grazie alla riserva invernale costituita dalla riserva di energia idroelettrica e dalle centrali termoelettriche. La crisi è, dunque, superata? Si può tornare alla normalità?

No, è troppo presto per dare il completo cessato allarme. Nel breve periodo permangono incertezze, legate ad esempio alle tensioni geopolitiche e al loro impatto sul mercato globale del gas naturale liquefatto (GNL). La situazione, combinata con il protrarsi di temperature eccezionalmente basse, potrebbe di nuovo acuirsi.

Nel prossimo futuro, il gas rimarrà un fattore decisivo per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Europa e per la determinazione dei prezzi sul mercato dell'elettricità. Le centrali a gas sono una sorta di pilastro per la sicurezza dell'approvvigionamento. Anche se le loro ore di utilizzo potrebbero ridursi con l'ulteriore potenziamento delle energie rinnovabili, esse rimangono importanti per coprire in modo flessibile i picchi di domanda, oltre che nelle fasi con meno vento e sole. La prevista crescita delle possibilità di importazione di GNL in Europa e l'atteso aumento delle capacità d'esportazione globali di GNL a partire dalla metà degli anni 2020 potrebbero stabilizzare ulteriormente la situazione dell'approvvigionamento.

Ovviamente la Svizzera può beneficiare di tale sviluppo: in definitiva, oggi, come probabilmente anche in futuro, il commercio transfrontaliero di elettricità offre un contributo decisivo alla sicurezza dell'approvvigionamento. A prescindere da ciò, resta necessario agire: mentre nei prossimi anni la domanda di elettricità aumenterà sensibilmente per effetto della decarbonizzazione, in Svizzera permangono grandi incertezze per quanto concerne l'entità e la velocità del potenziamento delle energie rinnovabili.

Per garantire un livello minimo di resilienza e mantenere le importazioni entro limiti accettabili, la Svizzera deve aumentare rapidamente e sensibilmente la propria capacità produttiva nel semestre invernale, in primo luogo attraverso la massiccia accelerazione del potenziamento delle energie rinnovabili. L'atto mantello e l'offensiva solare ed eolica creano importanti presupposti a tale riguardo, cui dovranno fare seguito efficaci atti sull'accelerazione delle procedure nei settori della produzione e delle reti.

Nell'anno in esame, la ElCom ha aggiornato le sue analisi sulla sicurezza dell'approvvigio-

namento elettrico a medio e lungo termine: da un lato, l'analisi della stabilità dell'approvvigionamento nel 2025 è stata ripetuta sulla base di scenari adattati e, dall'altro, i calcoli della capacità di produzione invernale fino al 2035 sono stati aggiornati con nuove previsioni sul ciclo di vita delle centrali nucleari, sulla domanda di energia elettrica e sul potenziamento delle energie rinnovabili. Sulla scorta di ciò, oltre al potenziamento delle energie rinnovabili, la ElCom raccomanda, come soluzione a garanzia dell'approvvigionamento elettrico a medio termine, centrali a gas (che in alternativa potrebbero anche essere alimentate a olio combustibile). Dato il grande margine di incertezza, vengono proposti un approccio graduale e una continua rivalutazione degli sviluppi in modo da poter adeguare, all'occorrenza, l'aggiunta di riserve.

Ovviamente, le centrali a gas non rappresentano una soluzione auspicabile dal punto di vista della politica climatica, ma in questa situazione di grande incertezza risultano necessarie oltre che opportune. Da un lato, tali impianti sono realizzabili in tempi abbastanza brevi e con investimenti relativamente modesti, dall'altro essi servirebbero unicamente da back-up in situazioni critiche di approvvigionamento, il che ne limiterebbe l'utilizzo e, quindi, le emissioni. È inoltre ipotizzabile un successivo graduale passaggio all'esercizio a idrogeno. Attualmente le centrali elettriche di riserva per la Svizzera si trovano di fatto all'estero, dove spesso vengono alimentate a carbone o a gas. Tuttavia, rimane dubbio il contributo che esse potrebbero effettivamente dare alla stabilità della rete e del sistema svizzero in una situazione critica di approvvigionamento. In tal senso sarebbe più efficace – e più onesto – garantire una maggiore sicurezza con centrali elettriche di riserva sul territorio nazionale.

Sorveglianza del mercato

Anche per quanto riguarda i prezzi svizzeri dell'elettricità all'ingrosso, nel 2023 si è presentata sul mercato a termine la consue-

ta struttura dei prezzi nei confronti dei Paesi confinanti, benché i prezzi siano ancora più elevati rispetto al periodo antecedente la crisi energetica. Nella prospettiva annuale, la Svizzera si colloca tra l'Italia, con prezzi elevati, e la Francia e la Germania, con prezzi bassi.

Quest'anno la ElCom ha effettuato anche il monitoraggio della liquidità delle imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica ai sensi della LAiSE: sulla base dei dati sulla liquidità fornite dalle imprese e degli stress test effettuati, viene osservata l'evoluzione delle liquidità a breve termine, soprattutto con riferimento all'attuale situazione di mercato rispetto all'agosto 2022.

In tale contesto, alla fine dell'anno il Consiglio federale ha adottato il messaggio concernente la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE). La nuova legge contiene un divieto di sfruttamento e di trasmissione di informazioni privilegiate e un divieto di manipolazione del mercato. Il suo obiettivo è creare una maggiore trasparenza, rafforzare la vigilanza e consolidare la fiducia nell'integrità di questi mercati.

Prezzi e tariffe

Nonostante il calo dei prezzi di mercato, i consumatori finali hanno dovuto fronteggiare un ulteriore aumento delle tariffe per il periodo tariffario 2024. I motivi di tale rincaro sono molteplici: da un lato, le tariffe in regime di servizio universale sono fissate per un anno, per cui gli effetti positivi del mercato trovano un riscontro nelle tariffe solo in ritardo. Dall'altro, i corrispettivi per l'utilizzazione della rete delle tariffe 2024 sono aumentati, sia a seguito della decisione del DATEC di aumentare il tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete dal 3,83 per cento al 4,13 per cento sia a causa della riserva invernale. La ElCom si è già espressa più volte in modo critico sulla metodologia e sull'ammontare di tale tasso d'interesse (WACC), cosa che ribadisce anche

nel presente rapporto d'attività. Anche il fatto che in Svizzera la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica siano separate ha un impatto notevole sulle tariffe dell'energia: molti fornitori di energia, infatti, non possiedono una produzione propria, o ne possiedono solo una esigua, e devono procurarsi l'elettricità per i loro clienti sui mercati all'ingrosso. Anche le tempistiche dell'acquisto ovvero il momento dell'acquisto e i prezzi allora in vigore si ripercuotono sulle attuali tariffe dell'energia elettrica per i consumatori finali.

Con la possibilità di privilegiare nel servizio universale l'elettricità proveniente da fonti energetiche rinnovabili indigene ai costi di produzione, ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEI, il legislatore ha messo a disposizione del settore, in tempi di prezzi di mercato bassi, uno strumento che permette di compensare nel servizio universale la scarsa redditività della produzione a scapito dei clienti in regime di servizio universale. Lo stesso strumento potrebbe ora essere utilizzato per attenuare l'impatto degli elevati prezzi all'ingrosso sulle tariffe per i clienti finali, cosa che effettivamente alcune imprese hanno fatto. Altre, invece, hanno rinunciato alla possibilità dell'assegnazione di una priorità e hanno realizzato rendimenti più elevati applicando i prezzi di mercato. Un siffatto aumento delle tariffe deve, tuttavia, perlomeno essere reso trasparente. Purtroppo, con le nuove regolamentazioni contenute nell'atto mantello non è stato possibile porre rimedio a questa situazione in modo duraturo.

Anche quest'anno la ElCom ha ricevuto dai cittadini numerose domande sulle tariffe, per rispondere alle quali è stato necessario l'impiego di una parte consistente delle risorse della Segreteria tecnica. Ha colpito la frequenza con cui i clienti hanno lamentato di essersi sentiti troppo poco informati dai loro fornitori di energia. A questo punto è

opportuno ricordare ancora una volta in modo chiaro che l'informazione dei consumatori finali su tariffe, componenti dei prezzi, motivi degli aumenti, questioni relative alle condizioni generali di contratto e simili è palesemente di competenza del fornitore. Va inoltre precisato con assoluta chiarezza che la ElCom non approva in anticipo le tariffe, bensì verifica, su richiesta o d'ufficio, la legittimità delle tariffe, ovvero della loro base dei costi, e non ha alcun margine di manovra per ridurle, se conformi alla legge.

Per le tariffe 2024, la ElCom ha ridotto da 75 a 60 franchi per destinatario di fattura il limite massimo degli utili che i gestori di rete possono computare nella distribuzione di energia. Ciò dovrebbe avere già avuto delle ripercussioni positive sulle tariffe del 2024. Inoltre, attraverso una campagna su vasta scala nell'ambito delle differenze di copertura, la ElCom si è adoperata per una possibile riduzione del rischio di futuri aumenti delle tariffe dovuti a oneri pregressi, per oltre un miliardo di franchi.

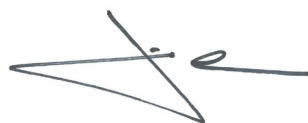
Procedure

Nell'anno in esame, la ElCom ha deciso che un sistema di misurazione intelligente con funzione di spegnimento è da considerarsi un sistema di controllo e di regolazione intelligente e che il suo impiego è subordinato al consenso, dal momento che esso consente di interrompere a distanza l'acquisto di energia elettrica. Per ragioni di proporzionalità, nel caso di un consumatore finale che rifiutava il sistema di misurazione, la ElCom non ha disposto una sostituzione, ma un divieto di utilizzare la funzione di spegnimento senza consenso per scopi diversi dalla necessità dovuta alla minaccia per l'esercizio sicuro della rete. Inoltre, secondo la ElCom i trattamenti dei dati di misurazione da parte del gestore di rete si basano principalmente su una base legale sufficiente e sono proporzionati. Ha disposto adeguamenti per un numero ridotto di trattamenti di dati.

Inoltre, per la prima volta la ElCom ha dovuto valutare mediante una decisione se i costi di un nuovo trasformatore per macchine con commutatore sotto carico fossero a carico del gestore della centrale elettrica o di Swissgrid. Risultato: i maggiori costi generati dal commutatore sotto carico non sono costi della rete di trasporto né servizi di sistema e sono, dunque, a carico del gestore della centrale.

Altre decisioni hanno riguardato, tra l'altro, i costi computabili della riserva invernale, le priorità nella rete di trasporto in caso di forniture provenienti da centrali di frontiera, la questione se i grandi consumatori vengono riforniti in regime di servizio universale o sul mercato, la posizione di parte del RCP, il meto-

do del prezzo medio, la dichiarazione a posteriori dei costi del capitale, l'utilizzo di ricavi da aste e le richieste di accesso agli atti avanzate da terzi in caso di procedure di rafforzamento della rete, nonché la mancata comunicazione dell'identità di detti terzi. Infine, nell'anno in esame la ElCom ha trattato diverse richieste di consultazione dei documenti ufficiali da parte di operatori dei media e privati.



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

2 Intervista con il direttore

Dopo un 2022 turbolento, il mercato dell'energia elettrica si è notevolmente calmato nel 2023 e il pericolo di una penuria di elettricità non è più stato così fortemente al centro dell'interesse pubblico. La crisi ha portato una serie di cambiamenti nell'attività di vigilanza della ElCom.

I mercati si sono calmati e la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico è attualmente garantita. La ElCom può, dunque, fare ritorno all'«attività ordinaria»?

Anche durante la crisi la ElCom ha svolto le sue funzioni di vigilanza; l'«attività ordinaria» è proseguita, seppur con risorse ridotte e con un cambiamento di priorità. Al contempo, nell'ambito delle misure di superamento della crisi la ElCom ha ricevuto nuovi compiti che devono continuare a essere svolti anche ora, quindi dopo che i mercati si sono calmati. Tra questi rientrano, ad esempio, il bando pubblico per la costituzione della riserva idroelettrica o la vigilanza sulle imprese di rilevanza sistemica che rientrano nel «piano di salvataggio» finanziario della Confederazione. È stato inoltre intensificato il monitoraggio della sicurezza dell'approvvigionamento e degli sviluppi del mercato. In un certo senso siamo tornati all'«attività ordinaria», che tuttavia è definita in modo un po' più ampio.

Durante la crisi l'elettricità alla fin fine non è mai mancata. Per contro, le impenate dei prezzi sul mercato sono state estreme e in parte si sono anche registrati degli aumenti tariffari importanti nel servizio universale. La ElCom ha verificato se tali aumenti erano giustificati?

Sì, la ElCom verifica queste evoluzioni dei prezzi e delle tariffe. Da un lato, analizziamo nello specifico l'andamento dei prezzi di mercato nell'estate 2022, quando alla borsa dell'energia elettrica per il carico di base per il front year 2023 si è provvisoriamente negoziato un prezzo di oltre 1000 euro per megawattora. A titolo di confronto, all'inizio del 2024 il prezzo per il front year 2025 era di circa 95 euro per megawattora. Una simile analisi è dispendio-

sa e complessa, poiché richiede la valutazione di grandi quantità di dati concernenti le negoziazioni. A essere difficile è, però, soprattutto l'interpretazione dell'andamento, tanto più che mancano eventi estremi paragonabili. Dall'altro, abbiamo avviato indagini preliminari presso un centinaio di gestori di rete che presentavano aumenti tariffari particolarmente importanti. Ai gestori di rete con costi di acquisto particolarmente elevati abbiamo inoltre posto delle domande sulla strategia e sulla gestione dell'acquisto. Anche in questo caso ci troviamo ancora nella fase di valutazione dei dati e delle risposte. Dal punto di vista economico e giuridico è estremamente complesso stabilire se le strategie e i processi applicati nel concreto siano compatibili con l'adeguatezza delle tariffe richiesta, molto genericamente, dalla legge.

Oltre all'atto mantello è attualmente in discussione tutta una serie di nuove leggi, in parte conseguenza della crisi. Cosa influisce in particolare sui futuri compiti della ElCom?

Innanzitutto per la ElCom è fondamentale l'attuazione dell'atto mantello, già prevista per l'inizio del 2025. In tale contesto, le nuove regolamentazioni previste dal legislatore in relazione al servizio universale rappresentano una sfida particolare. Le norme più dettagliate sulla qualità dei prodotti e sulle modalità di acquisto dell'energia rendono la vigilanza sulle tariffe da parte della ElCom presso i circa 600 gestori di rete ancora più complessa e onerosa. Oltre a ciò, in Parlamento vengono discussi altri progetti di legge che comporteranno presumibilmente nuovi compiti per la ElCom. Tra questi figurano la legge sull'approvvigionamento di gas

(LApGas), che costituisce un importante fondamento per una funzionante apertura (parziale) del mercato, la legge sulla vigilanza e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE) e una legge per la sostituzione del piano di salvataggio finanziario (LAISE).

Ma è possibile una sostituzione del piano di salvataggio finanziario? L'esperienza con le banche non dimostra forse che le imprese di rilevanza sistemica beneficiano sempre di una garanzia statale implicita?

Alla fin fine sussiste effettivamente il rischio che, in caso estremo, le imprese di rilevanza sistemica vengano sempre salvate dallo Stato. Nell'ambito della LAiSE questa garanzia statale è stata resa per così dire esplicita.



Urs Meister
Direttore della ElCom

« Le imprese devono assumersi una maggiore responsabilità »

Inoltre, per le imprese interessate essa ha un prezzo, il che dal punto di vista istituzionale è corretto, dato che tali imprese beneficiano

economicamente di tale garanzia. La validità della LAiSE è limitata alla fine del 2026; serve, quindi, una soluzione sostitutiva. Se si vuole abolire questa garanzia statale, è necessario imporre l'assunzione di una maggiore responsabilità da parte delle imprese e dei loro proprietari, al fine di ridurre al minimo la probabilità di un salvataggio finanziario da parte della Confederazione e, quindi, dei contribuenti.

Con quali strumenti si potrebbe ottenere questa maggiore assunzione di responsabilità da parte di imprese e proprietari?

Sono in discussione, tra l'altro, norme sulla liquidità e sul capitale proprio, le quali, pur aumentando la resilienza delle imprese, non escludono la possibilità di una mancanza di liquidità o di fallimento e non garantiscono nemmeno la prosecuzione in ogni caso dell'esercizio e della commercializzazione dell'energia elettrica né di contribuire alla stabilizzazione del sistema. Ad avviso della ElCom, sono necessari strumenti complementari nel senso di un business continuity management. Le esperienze maturate con la crisi dimostrano che a tal fine è fondamentale disporre di sufficiente liquidità, in particolare per la commercializzazione dell'energia elettrica in sedi di negoziazione organizzate. A tale riguardo, la ElCom ha introdotto nella discussione una soluzione consistente nella costituzione di un fondo. La legge potrebbe prevedere l'obbligo per le imprese di creare un fondo che fornisca liquidità alle imprese di rilevanza sistemica in caso di crisi. La probabilità di un intervento dello Stato verrebbe così ridotta e verrebbero chiamati a rispondere in primo luogo le imprese e i loro proprietari, che dovrebbero praticamente provvedere ad assicurarsi.

3 Sicurezza dell'approvvigionamento



Con una produzione di 110 GWh, la centrale idroelettrica di Hagneck fornisce un importante contributo all'approvvigionamento elettrico della regione del Seeland.

3.1 Introduzione

Ai sensi della legge sull'approvvigionamento elettrico (art. 22 cpv. 3 e 4 LAEI), 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'efficienza dell'utilizzazione di energia elettrica, l'acquisto di energia elettrica o il rafforzamento e il potenziamento di reti elettriche. La sicurezza dell'approvvigionamento è garantita quando in ogni momento è disponibile su tutta la rete la quantità desiderata di energia elettrica, della qualità necessaria e a tariffe adeguate.

Nell'anno in esame, come nell'anno precedente, la sicurezza dell'approvvigionamento è stata influenzata negativamente dalla guerra di aggressione condotta dalla Russia in Ucraina e dalla disponibilità delle centrali nucleari francesi nell'inverno 2022/2023 a livelli mai così bassi, cosa che ha portato a livelli e picchi di prezzo elevati sul mercato dell'elettricità europeo e svizzero. Rispetto al clima di estrema tensione dell'anno precedente, nel corso del 2023 la situazione si è nettamente distesa, pur rimanendo comunque tesa. La tensione sui mercati e nell'approvvigionamento ha spinto la ElCom, anche nell'ambito del gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento, con il coinvolgimento di altre autorità federali e di Swissgrid, a osservare la situazione con attenzione.

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

Per adempiere al proprio mandato di vigilanza, la ElCom osserva la sicurezza dell'approvvigionamento a medio e lungo termine

mediante un monitoraggio completo. Nei capitoli che seguono vengono presentati risultati significativi di tale monitoraggio.

3.2.1 Analisi retrospettiva dell'inverno 2022/2023

Nel 2022 le tensioni politiche scaturite dall'invasione russa dell'Ucraina hanno provocato enormi distorsioni sui mercati (europei) dell'energia. Le riduzioni delle importazioni di gas e petrolio provenienti dalla Russia dovute alle sanzioni hanno comportato notevoli aumenti dei prezzi sui mercati dell'energia, sia su quello del petrolio e del gas, sia su quello dell'elettricità. Nell'ambito di quest'ultimo, in tutta

Europa – anche in Svizzera – sono state adottate misure volte a garantire l'approvvigionamento energetico, in particolare in vista dell'inverno 2022/2023. Di seguito sono elencati i provvedimenti adottati per attenuare le conseguenze della crisi energetica. L'elenco si concentra sui provvedimenti con partecipazione indiretta e diretta della ECom.

Provvedimenti sul fronte della produzione

Riserva di energia idroelettrica

L'ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (OREI) è entrata in vigore il 1° ottobre 2022.¹ In virtù degli articoli 9 e 30 LAEI in combinato disposto con gli articoli 5 e 38 della legge sull'approvvigionamento del Paese (LAP), è stata decisa la costituzione di una riserva di energia idroelettrica per l'inverno 2022/2023. Tale soluzione prevedeva che i gestori delle centrali ad accumulazione trattenessero, dietro compenso, una certa quantità di energia, che avrebbe potuto essere prelevata quando necessario. La riserva di energia idroelettrica è stata dimensionata in modo tale da assicurare una rete di protezione in caso di situazioni straordinarie e imprevedibili di penuria critica. La

riserva avrebbe permesso di far fronte per alcune settimane a un'eventuale fase di importazioni ridotte e di scarsa disponibilità della produzione interna che si sarebbe potuta manifestare verso la fine dell'inverno. A tal fine si sarebbe dovuta acquistare una quantità di energia dell'ordine di grandezza di 500 GWh \pm 166 GWh, da detenere nel periodo tra il 1° dicembre 2022 e il 15 maggio 2023. Nel complesso è stato acquistato un volume di 400 gigawattora (Gwh). A fronte della situazione distesa nel corso dell'inverno, la riserva di energia idroelettrica non si è resa necessaria e a maggio 2023 ha potuto essere sciolta.

¹ Questa ordinanza è entrata nuovamente in vigore il 15 febbraio 2023 in seguito a una revisione.

Centrali elettriche di riserva

Il 24 settembre 2022 è entrata in vigore l'ordinanza concernente la messa a disposizione di una centrale di riserva provvisoria a Birr, il cui obiettivo era l'acquisizione di una centrale elettrica di riserva come soluzione aggiuntiva a garanzia dell'approvvigionamento energetico per situazioni di penuria straordinarie. Nell'agosto 2022, il Consiglio federale ha deciso di anticipare mediante ordinanza un simile impianto in modo che fosse già disponibile per la fine dell'inverno 22/23. L'ordinanza disciplinava l'esercizio di centrali elettriche di riserva

e gruppi elettrogeni di emergenza fino al 31 maggio 2023. A settembre 2022 è stato firmato il primo contratto con GE Gas Power per una centrale di riserva provvisoria a Birr. Nel dicembre 2022 la Confederazione ha messo sotto contratto la centrale termoelettrica Cornaux 1 di Cornaux (NE) e nel febbraio 2023 la centrale a gas a ciclo combinato Thermatel della Compagnie industrielles de Monthey SA di Monthey. Le tre centrali di riserva disponevano di una potenza complessiva di 326 MW.¹

¹ portata a 336 MW mediante misure di ristrutturazione.

Gruppi elettrogeni di emergenza aggregati

Nel 2023, su incarico della Confederazione, tre imprese hanno messo a disposizione, in qualità di aggregatori (pooler), la centrale elettrica di riserva nazionale virtuale composta da gruppi elettrogeni di emergenza, che dispone di circa 135 megawatt di potenza (stato al dicembre 2023). Gli aggregatori sono certificati da Swissgrid e raggruppano i gruppi elettrogeni d'emergenza. Questa riserva di energia può essere attivata da

Swissgrid mediante controllo a distanza. I proprietari interessati di gruppi elettrogeni di emergenza aventi una potenza pari ad almeno 750 kW (requisiti tecnici standardizzati) possono segnalare la volontà di adesione a uno degli aggregatori, il quale si occuperà di tutte le fasi successive, compresi i dettagli contrattuali. A tale scopo esiste un contratto standard. La ElCom ha seguito questo processo con funzione consultiva.

Riduzione dei deflussi residuali

Il 1° ottobre 2022 è entrata in vigore l'ordinanza concernente l'aumento temporaneo della produzione di energia elettrica nelle centrali idroelettriche, che prevedeva un aumento temporaneo della produzione di energia elettrica nelle centrali idroelettriche e consentiva a determinate centrali idroelettriche di utilizzare per cinque mesi una quantità maggiore d'acqua per la produzione di energia elettrica, potendo così ridurre i deflussi residuali. Quest'ordinanza d'emergenza è stata

sospesa anticipatamente a marzo 2023. All'inizio si era ipotizzata una produzione supplementare di 100 GWh. Uno studio condotto dall'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) è giunto alla conclusione che questa misura ha reso possibile una disponibilità di energia supplementare di soli 26 GWh. Il 30 novembre 2023 l'UFAM ha pubblicato un rapporto a tale riguardo.¹

¹ vgl. *Ripercussioni dell'ordinanza concernente l'aumento temporaneo della produzione di energia elettrica nelle centrali idroelettriche* (Pubblicazione dell'UFAM)

Provvedimenti sul fronte dei consumi

Appelli a ridurre il consumo di energia elettrica

Il 24 agosto 2022 il Consiglio federale ha annunciato un obiettivo volontario di risparmio di gas del 15 per cento per il semestre invernale (da inizio ottobre 2022 a fine marzo 2023). Tale obiettivo rientrava nelle misure dell'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese (UFAE) ed è servito come primo passo per evitare misure di gestione. Lo scopo era ridurre il consumo energetico mediante risparmi (ad esempio abbassamento della tempera-

tura del riscaldamento). Rispetto al 2021, il consumo è sì diminuito, ma non si è riusciti a raggiungere l'obiettivo di risparmio del 10 per cento nel settore dell'energia elettrica. Tuttavia, grazie all'inverno mite, non si è reso nemmeno necessario ricorrere a misure di gestione. Anche gli Stati membri dell'UE si erano posti l'obiettivo di consumare nel complesso il 15 per cento di gas in meno da agosto 2022 a marzo 2023, obiettivo che è stato raggiunto.

Campagna di risparmio energetico

Alla fine di agosto 2022 la Confederazione ha lanciato una campagna di risparmio, sviluppata insieme agli ambienti economici. Essa comprendeva misure di semplice e rapida attuazione per la popolazione e l'economia, volte a promuovere un uso efficiente e

parsimonioso dell'elettricità e del gas. A tal fine è stato implementato un sito web (<https://www.zero-spreco.ch/it/pagina-iniziale/>), comprensivo di strumenti di monitoraggio. I consumatori venivano informati della situazione e venivano presentate misure indi-

viduali di risparmio energetico. Non è possibile valutare e stabilire quale successo tale campagna abbia avuto e abbia ancora. Tutta-

via, essa è utile soprattutto alla comunicazione con la popolazione, per poter trasmettere meglio gli sviluppi e le misure generali.

Riserva a livello di consumo

Nell'OREI era stato anche previsto di valutare la costituzione di una riserva di consumo e, se del caso, di inserirla nell'ordinanza nel 2023. In collaborazione con il Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca (DEFR), il DATEC ha valutato un piano corrispondente. L'idea che i grandi consumatori si impegnino, dietro corrispettivo, a effettuare risparmi mirati non è però stata attuata a livello statale a causa della complessità e di possibili effetti di trascinamento. Alla fine, i grandi consumatori sul mercato hanno in li-

nea di principio già oggi la possibilità di ridurre a breve termine i loro consumi limitando l'output economico, ad esempio restituendo al mercato quantità di elettricità già acquistate (ad es. day-ahead). In periodi di penuria e di prezzi di mercato dell'elettricità estremamente elevati ne può derivare una compensazione finanziaria della propria perdita di produzione. Per questo motivo, dovrebbero essere valutati approcci sussidiari di economia privata come alternativa alla costituzione di una riserva di consumo a livello statale.

Altre misure

Misure preparatorie per un'eventuale penuria di gas o elettricità

Le misure preparatorie a garanzia dell'approvvigionamento economico del Paese in caso di minaccia di una situazione di grave penuria passano per l'UFAE, il quale vigila sulla costituzione di scorte obbligatorie e coordina la cooperazione con gli organi della Confederazione, l'esercito e la protezione della popolazione. All'interno del gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento si è svolta una stretta concertazione con la ElCom. Per l'eventualità di una situazione di penuria di energia elettrica, il Consiglio federale aveva elaborato e po-

sto in consultazione diverse ordinanze riguardanti misure sul fronte della domanda (limitazioni e divieti di utilizzazione, contingentamento immediato, contingentamento, disinserimenti di rete). In parte, però, sono state preparate anche delle misure sul fronte dell'offerta, che finora non sono state pubblicate:

- ordinanza concernente limitazioni dell'esportazione di energia elettrica;
- ordinanza sulla gestione dell'offerta di energia elettrica;

Acquisto anticipato di PSRS

Swissgrid è stata incoraggiata a estendere l'acquisto di prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) su un periodo più lungo, al fine di ridurre i rischi di prezzo e aumentare

la sicurezza della pianificazione per i gestori delle centrali elettriche. L'attuazione è avvenuta e il processo è definito.

Coordinamento del settore e delle autorità

Sono state istituite diverse piattaforme di scambio per facilitare la concertazione e il

coordinamento tra tutte le parti interessate e garantire il flusso di informazioni.

Aumento della tensione d'esercizio delle linee strategiche

Sempre il 1° ottobre 2022 è entrata in vigore l'ordinanza sull'aumento della tensione d'esercizio della rete di trasporto elettrica. Per mitigare le congestioni nella rete di trasporto, sulla base della legge sull'approvvigionamento del Paese (LAP) è stato deciso un aumento temporaneo della tensione da 220 kV a 380 kV sui due importanti elettrodotti Bickingen-Chippis

(linea del Gemmi) e Bassecourt-Mühleberg. L'aumento della capacità di trasporto verso il Vallese, dove sono allacciate grandi centrali ad accumulazione come quella di Nant-De-Dranche, rafforza la sicurezza dell'approvvigionamento, aumenta il margine di manovra operativo nella gestione della rete, riduce le perdite di rete e aumenta le capacità d'importazione.

Costi e benefici delle misure adottate

L'attuazione, soprattutto delle misure sul versante dell'offerta, ha comportato costi significativi per i consumatori di energia elettrica. Particolarmente rilevanti sono a tale proposito i costi per le centrali termiche di riserva e per la

riserva di energia idroelettrica. Le centrali termiche di riserva con una potenza di produzione complessiva di 336 MW hanno comportato costi d'investimento per circa 500 milioni di franchi, ripartiti tra i singoli impianti come segue:

Centrale elettrica	Costi di investimento	Potenza	Costi / kW
Birr	fr. 470 mio.	250 MW	fr. 1880
Monthey	fr. 21,5 mio.	50 MW	fr. 430
Cornaux	fr. 9.15 mio.	36 MW	fr. 254

Tabella 1: Costi fissi delle centrali termoelettriche di riserva

Oltre ai costi d'investimento, l'operatività e la manutenzione delle centrali termoelettriche sono accompagnate da ulteriori costi correnti. Trattandosi soltanto di impianti di back-up che normalmente non producono energia elettrica e, quindi, non consumano combustibile, questi costi di esercizio sono tuttavia limitati. La seconda grande voce di costo è costituita dagli esborsi per la riserva di energia idroelettrica da 400 GWh, acquistata nell'ambito di un bando pubblico presso i gestori degli impianti ad accumulazione esistenti. I costi complessivi di tale acquisizione per l'inverno critico 2022/2023 si attestavano a 296 milioni di euro.

Il livello così elevato dei costi degli impianti termici è da ricondursi al processo di acqui-

sto e di realizzazione estremamente rapido durante la fase di crisi. Ciò vale in particolare per gli impianti di Birr, acquistati o realizzati interamente ex novo, mentre a Monthey e Cornaux la realizzazione è avvenuta sulla base di impianti esistenti, per cui anche i costi per chilowatt di potenza sono nettamente inferiori a quelli di Birr (cfr. tabella 1). Le circostanze straordinarie rendono impossibile un confronto sotto forma di benchmark con i costi di progetti alternativi. Una pianificazione delle riserve con un più largo anticipo avrebbe in ogni caso comportato effetti significativi in termini di riduzione dei costi. Nel 2021, ad esempio, nel suo piano per fronteggiare i picchi di carico con centrali a gas, la ElCom aveva previsto costi pari

a circa 690 milioni di franchi per 1000 MW di potenza di riserva installata.

Con i costi della riserva di energia idroelettrica non è stata realizzata alcuna nuova potenza installata. I 296 milioni di euro rappresentano solo un compenso per i mancati ricavi (costi opportunità) dei gestori delle centrali elettriche, dovuti alla ritenuta di acqua e, quindi, di energia nei loro impianti. Partecipando alla riserva di energia idroelettrica essi si impegnano a trattenere una quota minima di acqua negli impianti durante l'inverno – quando i prezzi sono relativamente elevati – e dunque a non venderla sul mercato. In tal modo viene garantito che fino alla fine dell'inverno gli impianti ad accumulazione presentino un livello di riempimento minimo, disponibile in caso di situazioni critiche imprevedibili. Se non si attinge alla riserva durante i mesi invernali, in primavera l'acqua è a disposizione dei gestori per la libera commercializzazione. Il valore residuo di quest'acqua si determina, quindi, sulla base dei prezzi di mercato (più bassi) in primavera. Se invece, in caso di penuria, la riserva viene prelevata già prima, ai gestori delle centrali elettriche viene versato un compenso per tale energia, analogamente in base al successivo valore di mercato della primavera. Se nella gara d'appalto della riserva la concorrenza funziona, i gestori degli impianti ad accumulazione presentano un'offerta per il mantenimento delle quantità di riserva a un prezzo corrispondente ai loro costi opportunità previsti, ovvero agli attesi mancati ricavi dovuti alla successiva commercializzazione della scorta di questi impianti in primavera anziché nei mesi invernali, caratterizzati da prezzi più interessanti.

L'importo del compenso dei gestori degli impianti ad accumulazione può essere considerato adeguato se riflette i costi opportunità attesi per la commercializzazione della scorta di questi impianti al momento della messa a gara

e, quindi, la differenza di valore della stessa tra inverno e primavera. A tale proposito va considerato che gli impianti ad accumulazione flessibili possono in genere essere impiegati in modo mirato nelle ore con i prezzi potenzialmente più elevati. Tuttavia, i gestori degli impianti ad accumulazione possono continuare a offrire prezzi più interessanti durante i mesi invernali con la loro scorta rimanente destinata al mercato; pertanto, i costi opportunità della scorta di riserva non sono orientati ai prezzi più alti in assoluto dell'inverno.

Per evitare un compenso sproporzionatamente elevato dei gestori degli impianti ad accumulazione, parallelamente alla procedura di gara la ElCom ha effettuato propri calcoli sul valore della riserva acquistata, facendo effettuare parallelamente anche calcoli all'azienda di consulenza SwissEconomics, in collaborazione con il PF. Sulla base di queste analisi, la ElCom aveva deciso di limitare l'acquisto della quantità di riserva a 400 GWh (anziché i 500 GWh previsti inizialmente). La quantità acquistata rientrava, dunque, ancora nei parametri previsti, che prevedono un ordine di grandezza di 500 GWh con una tolleranza di +/- 166 GWh. Le analisi effettuate parallelamente al bando di gara hanno dimostrato che i costi complessivi per il mantenimento della riserva, pari a 296 milioni di euro, potevano essere giustificati dalla situazione di mercato molto tesa al momento della messa in gara e dai conseguenti straordinari prezzi attesi sul mercato dell'energia elettrica. Per contro, vista la struttura dell'offerta, con una quantità di riserva più elevata i costi totali, e quindi l'onere finanziario a carico dei consumatori di energia elettrica, sarebbero aumentati in modo sproporzionato e non avrebbero più potuto essere giustificati dai prezzi attesi o dai costi opportunità previsti.

Il compenso per il mantenimento della riserva negli impianti ad accumulazione sarebbe altresì da considerarsi inefficiente se vi fossero connessi degli effetti di trascinamento. Tali ef-

fetti risulterebbero evidenti se alla fine dell'inverno si riuscisse sostanzialmente a mantenere una scorta residua anche senza il meccanismo di riserva con una gara di appalto e un compenso separati. Questo ad esempio perché, per considerazioni di natura economica legate al rischio, per gli attori di mercato è opportuno mantenere riserve proprie di analoga portata fino alla fine dell'inverno. L'andamento della curva registrata dagli impianti ad accumulazione nell'inverno 2022/23 non indica tuttavia un simile effetto di trascinamento. Ad esempio, alla fine di aprile 2023 il livello di riempimento degli impianti ad accumulazione ammontava a circa 2519 GWh (stato al 24 aprile 2023 secondo il rapporto settimanale dell'UFE), ossia a oltre 1300 GWh al di sopra del valore mediano pluriennale di fine aprile pari a circa 1200 GWh (analisi sull'andamento delle riserve in Svizzera, Swissgrid).

La ElCom ha espressamente sostenuto il Consiglio federale nella decisione relativa all'acquisto di questa riserva al fine di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. Eppure, il punto debole di questo strumento risiede nella mancanza di additività. La riserva di energia idroelettrica è solo una quantità di riserva al di fuori del mercato dell'energia elettrica, che però nel bilancio globale non ha potuto o non può fornire energia supplementare, bensì al contrario sottrae energia al mercato. Il valore aggiunto della riserva di energia idroelettrica consiste essenzialmente nell'evitare che i gestori degli impianti ad accumulazione svuotino i loro serbatoi in modo più aggressivo all'inizio dell'inverno, quando i prezzi sono molto elevati, al punto tale che nel tardo inverno, in caso di situazioni critiche di approvvigionamento imprevedibili (inverno rigido e prolungato) essi si prosciughino, con conseguenti possibili carenze nell'approvvigionamento.

Lo scopo immediato delle misure connesse alla riserva termica e alla riserva di energia

idroelettrica era garantire l'approvvigionamento energetico, ovvero scongiurare una penuria di elettricità, e consentire direttamente un'estensione della capacità di auto-approvvigionamento della Svizzera in caso di situazioni critiche (imprevedibili). Con riferimento alla capacità di auto-approvvigionamento, il 28 luglio 2023 la ElCom ha pubblicato due rapporti.¹ Considerata l'elevata importanza delle centrali ad accumulazione, in Svizzera il numero di giorni di auto-approvvigionamento verso la fine dell'inverno può essere considerato un criterio affidabile per misurare la resilienza dell'approvvigionamento. A seconda della situazione (importazioni ridotte o totalmente assenti, guasti a centrali elettriche sul territorio nazionale), la combinazione della riserva termica con la riserva di energia idroelettrica può prolungare la capacità di auto-approvvigionamento di diversi giorni o addirittura settimane, influenzando in modo significativo sulla sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera.

I costi della riserva invernale dovrebbero essere messi a confronto con un beneficio concreto. L'utilità di una riserva si misura sostanzialmente in base alla prevenzione di un'interruzione di elettricità e ai costi economici che ne derivano. È evidente che questi costi potenziali sono difficili da quantificare visto che, da un lato, dovrebbe essere calcolata la probabilità di una tale interruzione di corrente senza le riserve e, dall'altro, dovrebbero essere stimati i costi generati in caso di un'interruzione di corrente. In definitiva, la riserva invernale rappresenta una soluzione di tipo assicurativo che mira a evitare i costi a carico della società nel suo insieme in caso di penuria o addirittura di interruzione di corrente. Nel 2017 la Confederazione ha stimato in due miliardi di franchi i costi di un giorno di interruzione dell'approvvigionamento in Svizzera.² Anche i costi di una situazione di penuria, in senso lato i costi della domanda di elettricità non soddisfatta, sono significativi. In termini tecnici, i costi di parziali interruzioni di

corrente o dell'«elettricità non fornita» si indicano con il cosiddetto «value of lost load» (valore del carico perso). Anche in questo caso gli studi dimostrano che tali costi possono essere enormi per le economie orientate all'industria e ai servizi e, di norma, sproporzionati rispetto alle eventuali misure di copertura (nella media europea, un kWh perso costa alle imprese 17 euro; nell'industria 113 euro).³ Se si considera tale importanza dell'approvvigionamento elettrico per l'economia nel suo complesso, gli esborsi sono da ritenersi adeguati per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a breve e medio termine della Svizzera.⁴

In linea di principio, al momento della decisione di acquistare la riserva di energia idroelettrica e di costituire le riserve termiche, la situazione del mercato era estremamente tesa. Nell'estate 2022 non era prevedibile in quale misura la guerra di aggressione condotta dalla Russia in Ucraina e le sanzioni avviate avrebbero compromesso l'approvvigionamento energetico nell'inverno 2022/2023.⁵ Poiché in inverno la Svizzera dipende dalle importazioni e la situazione in tutta Europa era estre-

mamente tesa, è stato necessario adottare misure di salvaguardia della produzione per poter superare questa fase critica. Il fatto che alla fine non si sia verificata la temuta penuria è dovuto principalmente alle condizioni meteorologiche: in autunno è piovuto molto, in inverno il tempo era insolitamente mite. Inoltre, è stato possibile garantire l'approvvigionamento di gas in Europa con maggiore rapidità del previsto e ridurre in modo significativo il consumo, cosa che prima dell'inizio dell'inverno non era chiara e che avrebbe causato grossi problemi nella produzione di elettricità, e quindi, nelle relative importazioni.

¹ "Aggiornamento dei calcoli relativi alla garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento 2025" e "Capacità di produzione invernale - Valutazioni della ElCom fino al 2035", consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazioni > Rapporti e studi > Sicurezza degli approvvigionamenti e affari internazionali

² "Blackout-Kosten: 2 Milliarden Franken pro Tag" | Handelszeitung, Michael Heim (solo in tedesco)

³ CEPA study on the Value of Lost Load in the electricity supply in europe | ACER

⁴ In passato la ElCom ha già comunicato che la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento è un bene sovraordinato e che sono necessari investimenti supplementari per poterla garantire a medio e lungo termine (cfr. rapporto della ElCom «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» del 30 novembre 2021, disponibile in tedesco nella sezione Documentazione > Rapporti e studi)

⁵ Inoltre, la possibilità di importare energia elettrica era ulteriormente limitata da guasti imprevisi alle centrali nucleari francesi.

3.2.2 Eventi di rilievo nel corso dell'anno

Il gruppo di lavoro sulla sicurezza dell'approvvigionamento, presieduto dalla ElCom, si è riunito, come già lo scorso anno, anche nel corso dell'estate per monitorare da vicino la delicata situazione dell'approvvigionamento elettrico e i relativi sviluppi, che hanno continuato a riflettersi anche nell'andamento dei prezzi.

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, e persino superare, i valori prefissati. Accanto ai vasti miglioramenti apportati alle catene di approvvigionamento del gas naturale liquefatto, ciò ha contribuito in maniera significativa alla distensione del clima.

Oltre alla situazione delle forniture di gas, anche la ridotta disponibilità delle centrali nucleari francesi dovuta a problemi provocati dalla tensocorrosione ha continuato a rappresentare un elemento critico. La ricerca di soluzioni è proseguita anche nel corso del 2023. La capacità operativa si è però normalizzata nel secondo semestre, ripristinando o addirittura superando, a partire da settembre 2023, i livelli di disponibilità consueti delle centrali nucleari francesi. Anche il persistere di temperature estive elevate può avere un impatto sull'esercizio delle centrali nucleari svizzere in cui, per evitare che la temperatura dell'acqua dei fiumi raggiunga valori elevati, può rendersi necessaria una riduzione o un'interruzione della produzione. Nei mesi estivi la ElCom ha tenuto costantemente

sotto controllo la situazione della centrale nucleare di Beznau. Date le condizioni meteorologiche favorevoli, tuttavia, la produzione ha dovuto essere limitata dal gestore solo per pochi giorni per motivi legati alle temperature.

Per potenziare l'approvvigionamento energetico in vista dell'inverno, nell'anno in esame sono state decise svariate misure, tra cui la riserva di energia idroelettrica (cfr. capitolo 3.3.1 Riserva di energia idroelettrica) e le riserve complementari (cfr. capitolo 3.3.2 Riserve complementari), la cui potenza totale (centrali termoelettriche di riserva e gruppi elettrogeni di emergenza) alla fine dell'anno ammontava a circa 500 MW. Inoltre, a sostegno della sicurezza dell'approvvigionamento, nella rete di trasporto sono stati portati a termine i lavori preparatori per l'incremento temporaneo della tensione da 220 a 380 kV per l'inverno 2023/2024. L'esercizio test per l'incremento

generale della tensione delle linee Bickigen–Chippis e Basscourt–Mühleberg è stato effettuato nei mesi di gennaio e febbraio 2023. Tali misure sono, quindi, pienamente operative.

Per la stima del fabbisogno finalizzata alla messa a gara di impianti sostitutivi nelle riserve complementari, oltre a una valutazione interna della ElCom¹ all'attenzione del Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC), Swissgrid, con l'appoggio della ElCom, ha effettuato anche un aggiornamento dello studio sulla system adequacy che analizza la sicurezza dell'approvvigionamento nel 2025².

¹ "Capacità di produzione invernale – Valutazioni della ElCom fino al 2035", consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazioni > Rapporti e studi > Sicurezza degli approvvigionamenti e affari internazionali

² "Aggiornamento dei calcoli relativi alla garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento 2025", consultabile su www.elcom.admin.ch > Documentazioni > Rapporti e studi > Sicurezza degli approvvigionamenti e affari internazionali

3.3 Riserva invernale

Per prevenire una carenza di energia elettrica in inverno, il Consiglio federale aveva già predisposto per l'inverno 2022/2023, tra le altre cose, la costruzione di una centrale di riserva a Birr (AG), la messa a disposizione di altre centrali di riserva (Cornaux e Monthey) e di gruppi elettrogeni di emergenza come riserve complementari. Inoltre era stata creata la possibilità di

acquistare una riserva di energia idroelettrica. A questa misura non si è rinunciato nemmeno in vista dell'inverno 2023/2024. L'eventuale impiego delle riserve è stato disciplinato dalla ElCom con l'istruzione 5/2023 «Ordine di prelievo delle centrali elettriche della riserva invernale 2023/2024» del 10 novembre 2023.

3.3.1 Riserva di energia idroelettrica

Per l'inverno 2023/2024, con l'istruzione 3/2023 «Parametri per la costituzione di una riserva di energia idroelettrica nell'anno idrologico 2023/2024», la ElCom ha deciso l'acquisto di una riserva di energia idroelettrica di 400 GWh \pm 133 GWh per il periodo dal 1° febbraio 2024 al 13 maggio 2024. L'acquisto ha avuto luogo in bandi pubblici parziali scaglionati nel periodo da maggio 2023 a settembre 2023. La prima tornata del bando pubblico si è conclusa

il 25 maggio 2023. Nel quadro del primo bando pubblico parziale sono state aggiudicate offerte dell'ordine di 165 gigawattora (GWh). Il costo della prima tranche è stato di 27 milioni di euro. La seconda tornata del bando pubblico per la costituzione della riserva idroelettrica per l'inverno 2023/2024 si è conclusa il 6 luglio 2023. Nel quadro del secondo bando pubblico parziale del 5 luglio 2023 sono state aggiudicate offerte dell'ordine di 152 gigawattora

(GWh). Il costo di questa seconda tranche è stato di 23 milioni di euro. Nella terza e ultima tornata del bando pubblico per la costituzione della riserva idroelettrica del 13 settembre 2023 sono state aggiudicate offerte dell'ordine

di 83 gigawattora (Gwh). Il costo di questa terza tranche è stato di ulteriori 5,5 milioni di euro. Il volume acquistato, sommato a quello delle due gare precedenti, ha raggiunto i 400 GWh per costi totali di 55,5 milioni di euro.

3.3.2 Riserve complementari

Le tre centrali di riserva dispongono di una potenza complessiva di 326 MW a disposizione per l'inverno 2023/2024. La ElCom ha accompagnato i relativi test rivestendo un ruolo principale. Nel corso del 2023 sono stati inol-

tre stipulati contratti con gruppi elettrogeni di emergenza aggregati con una potenza di 164 MW (stato: gennaio 2024), che sono disponibili anche in situazioni di emergenza per il prelievo secondo l'ordine di prelievo.

3.4 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 contrat-

to 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 (Net Transfer Capacity). Storicamente, in questa regione le capacità frontaliere sono state ottimizzate congiuntamente solo in direzione delle importazioni dall'Italia. Dalla fine del 2023 viene ottimizzata anche la direzione delle esportazioni (ossia anche in direzione IT>CH) nell'arco temporale intraday. Nel primo trimestre 2024 sarà implementata l'ottimizzazione del periodo day-ahead, il che porterà a una sicurezza supplementare nell'esercizio della rete.

Anche rispetto ai confini settentrionali del Paese, Swissgrid ed ElCom hanno proseguito le loro attività nell'intento di raggiungere una soluzione di cooperazione con la regione di calcolo delle capacità «Core». Qui, nel 2023, sono stati compiuti notevoli progressi a livello tecnico, ma la necessaria convalida della soluzione da parte di tutte le autorità di regolazione «Core» è an-

cora in corso e rimarrà incerta fino alla fine. Se, come attualmente previsto, la convalida avverrà nella primavera del 2024, l'implementazione della soluzione è prevista non prima della fine del 2025. 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 delle 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 per cento al capitolo 7.1 Gestione delle congestioni).

In un orizzonte di medio periodo l'UE prevede di estendere il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi anche all'Italia. Ciò è stato fortemente promosso dall'ACER nel

2023 e sono stati avviati i primi passi per la fusione delle due regioni «Italy North» e «Core» in una «Central CCR». La decisione formale dell'ACER è attesa per marzo 2024. La fusione dovrà inizialmente essere limitata al metodo di calcolo delle capacità per l'orizzonte temporale day-ahead. Nell'ambito della fusione, una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli delle capacità tra la Svizzera e i Paesi UE confinanti diventa ancora più importante per la stabilità della rete della regione. 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'energia di regolazione che, una dopo l'altra, stanno diventando operative. Attualmente la Svizzera vi partecipa in parte, tuttavia la sua adesione futura è incerta. Se la Svizzera sarà esclusa, questi flussi non programmati potrebbero verificarsi praticamente in tempo reale, senza preavviso.

3.5 Ciphersicurezza

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 po-

polazione (UFPP), ingenti danni. La ciphersicurezza è quindi un elemento chiave per garantire un approvvigionamento elettrico sicuro.

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 LAEI, la ElCom ha il compito di sorvegliare i mercati dell'energia elettrica in vista di assicurare un approvvigionamento sicuro e economicamente accettabile in tutte le regioni del Paese. Ciò include anche i rischi informatici, per cui la ElCom presta anche la dovuta attenzione allo stato della ciphersicurezza presso i gestori di rete.

Dato il crescente grado di interconnessione, la ciphersicurezza 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. Secon-

do 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'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES) «ICT Continuity», «Handbuch Grundsatz 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'Ufficio federale dell'energia (UFE) ha proseguito i lavori concernenti i criteri relativi alla cibersicurezza contenuti nella LAEI. Con l'approvazione della versione rivista della legge sulla sicurezza delle informazioni (LSIn) da parte del Parlamento è stato introdotto nella LAEI un articolo che obbliga i gestori di rete, i produttori e i gestori di impianti ad accumulazione a proteggersi in modo adeguato dalle cyberminacce. Tale articolo di legge è precisato da un articolo contenuto nell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), il cui obiettivo primario è definire uno standard minimo vincolante. La procedura di consultazione relativamente a questo articolo è stata avviata alla fine del 2023. L'entrata in vigore delle nuove disposizioni normative è

prevista per metà 2024. Con riferimento all'attuazione concreta della vigilanza, la ElCom ha intrattenuto colloqui sulle nuove norme di legge 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. Nell'anno in esame la ElCom ha messo a punto il piano di vigilanza e avviato le prime fasi di attuazione. In collaborazione con l'NCSC (ora Ufficio federale della cibersicurezza, UFCS) è stato così elaborato un questionario per colloqui di sensibilizzazione strutturati e sono state definite le prime aziende per la realizzazione. Fondamentale per l'attività di sorveglianza basata sui rischi, e quindi anche per le domande guida dei colloqui di sensibilizzazione, è incrementare la cibersicurezza materiale. In fase di attuazione della nuova regolamentazione e sorveglianza occorrerà badare a che essa sia compatibile con il nuovo Network Code on Cybersecurity dell'UE. Anche la sua entrata in vigore è prevista per la metà del 2024.

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.

3.6 Qualità dell'approvvigionamento

3.6.1 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 naturali, errore umano, malfunzionamento o interventi esterni.

Per monitorare la disponibilità della rete, la ElCom analizza le interruzioni riferite ai 91 maggiori gestori di rete svizzeri, che gestiscono circa l'88 per cento del volume di fornitura svizzero tramite le loro reti. Nel 2022 i 91 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 4853

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.

	2019	2020	2021	2022	2023 ¹	Einheit
Interruzioni	5780	5176	5136	4853		Numero
SAIDI	8	12	8	7		Minuti per consumatore finale
SAIFI	0,17	0,21	0,16	0,14		Interruzioni per consumatore finale

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2023 saranno pubblicate a giugno 2024 e potranno essere visionate sul sito Internet della ElCom

Tabella 2: Andamento della qualità dell'approvvigionamento in Svizzera 2019-2023 (solo interruzioni non programmate)

Nel 2022 la durata media delle interruzioni non programmate si è attestata a sette minuti per consumatore finale, con un miglioramento a livello nazionale di un minuto rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata per consumatore finale è aumentata nel 2022 rispetto all'anno precedente, registrando 0,14 interruzioni per

consumatore finale. La disponibilità della rete svizzera continua a essere molto buona. 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 Paese tra quelli aventi la migliore qualità di approvvigionamento in Europa.

3.6.2 Capacità d'importazione

Oltre alla disponibilità della rete, anche la capacità d'importazione disponibile è fondamentale per garantire la sicurezza dell'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 e d'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 grossi-

sti senza pregiudicare gli standard di sicurezza. Swissgrid ne stabilisce i valori orari per i quattro confini svizzeri, d'intesa con i gestori delle reti di trasporto dei Paesi vicini. La quota della 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 dell'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)	2019	2020	2021	2022	2023
Totale	6657	6982	6562	6838	6297
di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	4936	5260	4841	5117	4576
Francia	2678	2944	2923	3018	2691
Germania	1343	1264	1347	1341	1124
Austria	915	1052	571	758	761
di cui Italia	1721	1722	1721	1'721	1722

Tabella 3: Andamento della capacità d'importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2019–2023 (medie annue delle NTC orarie)

La capacità d'importazione è diminuita nel 2023 in seguito a una riduzione della capacità d'importazione da Francia e Germania.

La capacità d'importazione media dai Paesi confinanti a nord si è quindi attestata soltanto a poco più di 4500 W. La capacità d'importazione totale è rimasta al di sotto di 6300 MW, ossia ben al di sotto del valore medio del 2020, che allora, come già nel 2017, era di quasi 7000 MW.

Dal 21 novembre 2023 Swissgrid gestisce la linea tra Bassecourt (JU) e Mühleberg (BE) a 380

kV anziché a 220 kV. Questa maggiore tensione consente di trasportare più energia elettrica su questo importante asse nord-sud. Ciò è indispensabile soprattutto in inverno, quando la Svizzera dipende dalle importazioni di elettricità dai Paesi confinanti. Inoltre, nell'inverno 2022/23 l'elettrodotto tra Bickigen e Chippis (linea del Gemmi) avrebbe potuto essere messo temporaneamente in esercizio a 380 kV nel periodo compreso tra gennaio e aprile 2023 per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine nell'ambito delle diverse misure predisposte dal Consiglio federale.

3.6.3 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 ma anche verso la Germania e l'Austria, riveste un ruolo fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e dei suoi Paesi confinanti, finché la guerra di aggressione russa in Ucraina e

le tensioni politiche con la Russia provocano ulteriori rischi per l'approvvigionamento della Svizzera, dei Paesi confinanti e dell'intera UE (cfr. tabella 4). 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.

EXPORT NTC (MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Totale	7933	8658	8289	8845	8985
di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5415	5928	5497	6023	6075
Francia	1163	1136	1209	1194	1131
Germania	3491	3708	3629	3946	3924
Austria	761	1084	659	883	1020
di cui Italia	2518	2730	2792	2821	2910

Tabella 4: Andamento della capacità d'esportazione disponibile (NTC) della Svizzera 2019–2023 (medie annue delle NTC orarie)

Nel 2023 l'intera capacità d'esportazione è aumentata in seguito a un aumento di quella verso l'Austria e l'Italia. Come nel 2022, essa ha raggiunto il valore di quasi 9000 MW. Verso la Germania, come nel 2022, è rimasta di poco al di sotto dei 4000 MW del 2017 e verso l'Austria di poco superiore a 1000 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 mantenuta leggermente al di sotto dei 3000 MW registrati nel 2017. Per questa ragione anche la capacità d'esportazione complessiva è stata inferiore ai 9129 MW del 2017.

3.6.4 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 collegati alla rete ulteriori impianti sprovvisti della necessaria configurazione di sicurezza.

Il 6 marzo 2018 la ElCom ha pertanto emanato la direttiva 1/2018, che è stata pubblicata sul suo sito Internet. Con lettera del 15 giugno 2018 ai gestori delle reti di distribuzione, è

stato inoltre avviato un programma di retrofit degli impianti fotovoltaici esistenti per quanto riguarda il loro comportamento, ovvero il loro scollegamento dalla rete, in caso di sovrappressione. Tale programma era inizialmente limitato agli impianti FV con una potenza allacciata ≥ 100 kVA (Retrofit 1), poiché con 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 superiore 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 de-

gli 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. A fine 2023 quat-

tro quinti 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.

3.7 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 portare 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 ogni scostamento.

Tale compensazione avviene in genere adattando la produzione elettrica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali flessibili 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 relative al sistema (PSRS). In essa vengono incorporate anche altre prestazioni di servizio necessarie al funzionamento sicuro della rete, come gestione del bilancio, capacità di partenza senza alimentazione di rete e capacità di servizio isolato, mantenimento della tensione o compensazione delle perdite attive. La potenza di regolazione rappresenta tuttavia la componente finanziariamente più significativa delle prestazioni di servizio relative al sistema. Nel corso dell'anno in rassegna, i costi della

potenza di regolazione sono stati pari a circa 471 milioni di franchi, con un calo di 21 milioni di franchi rispetto all'anno precedente. Il forte incremento dei prezzi dell'energia elettrica nel 2022 sul mercato all'ingrosso svolge a tale proposito un ruolo fondamentale, come spiegato nel paragrafo seguente. Questo aumento, infatti, ha determinato un rincaro anche della potenza di regolazione. La figura 1 illustra l'andamento dei costi della potenza di regolazione negli ultimi cinque anni.

Dal 2016 Swissgrid acquista parte della potenza di regolazione anticipatamente, in vista della primavera. 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 sicurezza dell'approvvigionamento, per la gestione dei rischi e per consentire ai diversi attori di svolgere consapevolmente il proprio ruolo. Nell'inverno 2022/2023, l'acquisto anticipato di potenza di regolazione per le critiche settimane invernali è stato effettuato in cinque tranche al fine di acquistare l'80 per cento dei quantitativi PRS per il mese di gennaio 2023, il 100 per cento dei quantitativi PRS per i mesi da febbraio a maggio e il 50 per cento dei quantitativi PRT per i mesi da gennaio a maggio. L'acquisto è stato scaglionato da settembre 2022 a gennaio 2023 e ha comportato l'esborso di quasi il 77 per cento dei costi annui per l'acquisto anticipato di potenza di regolazione (361 milioni di franchi). Per i mesi da giugno a dicembre sono stati spesi altri 110 milioni di franchi.

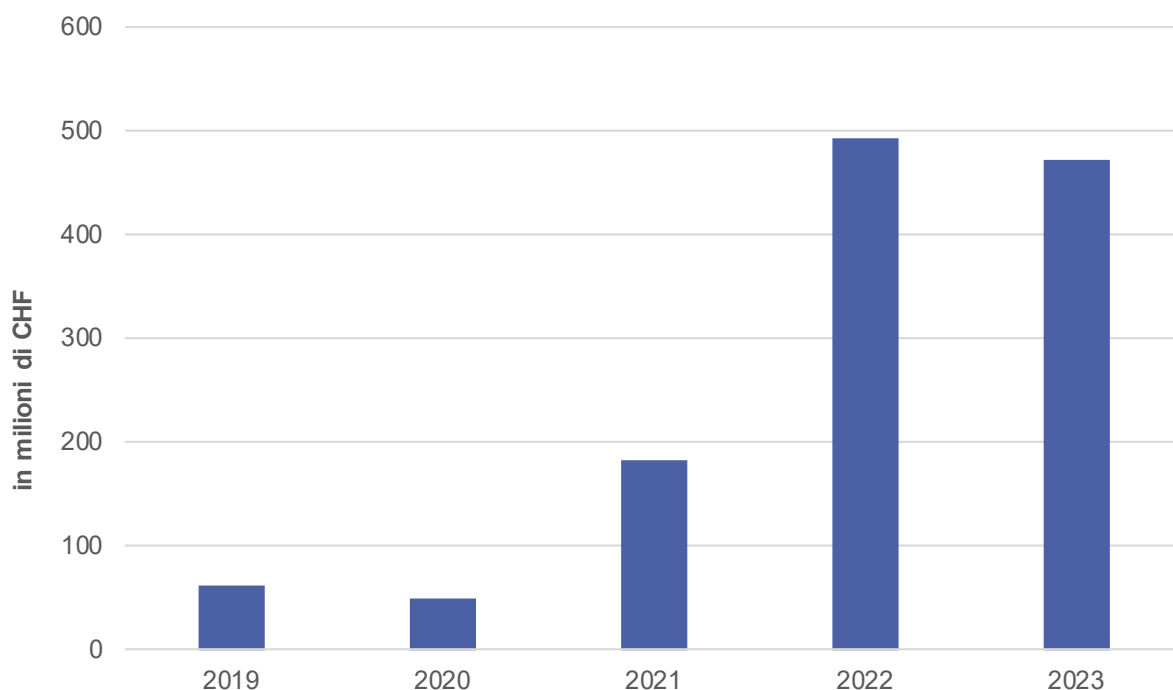


Figura 1: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2019–2023

Per incrementare la liquidità, Swissgrid lavora al costante perfezionamento 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 è stata acquistata come prodotto simmetrico: ciò significa che il fornitore doveva offrire una quantità pari di potenza di regolazione secondaria positiva e negativa. Con il passaggio a un prodotto asimmetrico, è ora

possibile per il fornitore offrire potenza di regolazione secondaria solo positiva o solo negativa. In questo modo Swissgrid è anche in grado di acquistare la quantità corrispondente in modo più mirato. 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 (PRL) e, dall'ottobre del 2020, anche di energia di regolazione terziaria (Replacement Reserve).

4 Le reti



Ogni anno vengono investiti circa 1,5 miliardi di franchi nell'ampliamento e nella modernizzazione delle reti di distribuzione. Nella foto si può vedere la linea elettrica del Gemmi, che va dal Vallese al Canton Berna attraverso l'omonimo passo.

4.1 Fatti e cifre delle reti elettriche svizzere

Nell'ambito del reporting annuale sulla contabilità analitica¹, la ElCom effettua un rilevamento delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto: la rete elettrica svizzera (ossia l'insieme della rete di distribuzione e di trasporto) si estende su una lunghezza totale di ben 233 000 chilometri, corrispondente a quasi sei volte la circonferenza terrestre. Di questi, il 75 per cento è rappresentato dalle reti di distribuzione locali (livello 7), mentre poco più

del tre per cento dalla rete di trasporto nazionale (livello 1) di Swissgrid, con i suoi circa 6760 chilometri. I restanti chilometri sono ripartiti sui livelli a media tensione (livelli 3 e 5). 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.

¹ I gestori di rete trasmettono annualmente i propri dati il 31 agosto dell'anno successivo all'ultimo esercizio concluso. Le cifre riportate nel rapporto d'attività 2023 riflettono, quindi, i valori reali del 2022.

Categoria di impianti	2018	2019	2020	2021	2022	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	122 616	124 941	130 205	131 705	148 824	km
Cavo interrato AT (LR3)	1906	2053	1968	2099	2028	km
Cavo interrato MT (LR5)	35 307	36 433	36 428	37 725	40 221	km
Cavo interrato BT (LR7)	80 029	82 179	81 264	82 653	94 104	km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	57 091	58 891	59 108	62 518	68 285	km
Linea aerea AT (LR3)	6777	6788	6658	6773	6623	km di linea
Linea aerea MT (LR5)	9458	9346	8818	8751	8307	km di linea
Linea aerea BT (LR7)	7663	7899	6972	6760	6276	km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	819	825	823	862	833	numero
Trasformatore LR2	145	147	149	152	144	numero
Quadro di comando LR2 ¹	167	163	168	178	163	numero
Trasformatore LR3 ²	76	76	87	86	85	numero
Quadro di comando LR3 ¹	2586	2680	2431	2506	2363	numero
Trasformatore LR4	1143	1153	1143	1186	1133	numero
Quadro di comando LR4 ¹	2163	2929	2246	2333	2230	numero
Trasformatore LR5 ²	73	74	77	74	77	numero
Quadro di comando LR5 ¹	30 685	39 486	39 411	40 068	40 516	numero
Stazione di trasformazione LR6	53 730	54 850	54 142	55 546	54 862	numero
Stazione di trasformazione su palo LR6	5265	5487	4993	5049	4751	numero
Cabina di distribuzione cavi NS (LR7)	177 430	182 325	191 488	199 412	181 967	numero
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5 635 760	5 779 344	5 715 085	5 951 287	5 817 870	numero
Numero di gestori di rete	630	632	623	610	604	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 – tutti i dati si basano sulle autodichiarazioni fornite dai gestori di rete

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera è pari a circa 21,8 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione. I 100 maggiori gestori di rete possiedono circa l'85 per cento del valore degli impianti dichiarati; di essi, i 10 maggiori gestori di rete in Svizzera, da soli, possiedono ben il 43 per cento del valore di tutti gli impianti. I circa 500 piccoli e micro gestori di rete detengono quindi soltanto una quota di poco meno del 15 per cento del valore degli impianti, più o meno la stessa di cinque anni fa.

La figura 2 mostra l'evoluzione delle componenti tariffarie dei costi di rete: per il 2022 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a quasi 5,4 miliardi di franchi, inclusi i tributi, le prestazioni e i supplementi sulla rete di trasporto. La quota maggiore qui è rappresentata dai costi di rete: essi si basano sui costi di esercizio e del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente, come sancito dalla legislazione sull'approvvigionamento elettrico, e si compongono come segue: 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 3,6 miliardi di franchi. Di questo valore, i costi del capitale costituiscono ben 1,7 miliardi di franchi e i costi di esercizio costituiscono 1,8 miliardi di franchi su (rispettivamente 33 % e 35 %). Le imposte dirette ammontano a 72 milioni di franchi, ossia all'1,4 per cento.

Ai costi di rete si aggiungono appena 1,7 miliardi di franchi di tributi pubblici: tributi e prestazioni agli enti pubblici, incluse concessioni per ben 452 milioni di franchi, ossia l'8,5 per cento, nonché ben 1,2 miliardi di franchi ossia il 22,6 per cento, di supplementi sulla rete di trasporto per promuovere la produzione di elettricità da energie rinnovabili e per il risanamento delle acque conformemente all'articolo 35 della legge sull'energia (LEne).

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.

Negli ultimi cinque anni, dopo le crescite regolari fino al 2018, la quota dei tributi e delle prestazioni (incluso il supplemento rete di cui all'art. 35 LEne) è rimasta praticamente immutata rispetto all'anno precedente, attestandosi all'1 per cento nel 2022 (cfr. fig. 2, Imposte dirette). L'aumento di questa voce di costo durante gli anni passati è dovuto principalmente al progressivo incremento della tassa di incentivazione prevista dal diritto federale per promuovere la produzione di energie rinnovabili dal 2014 al 2018. I tributi e le prestazioni sono di competenza dei Comuni, dei Cantoni e della Confederazione e pertanto il loro ammontare non è oggetto di verifica da parte della ElCom.

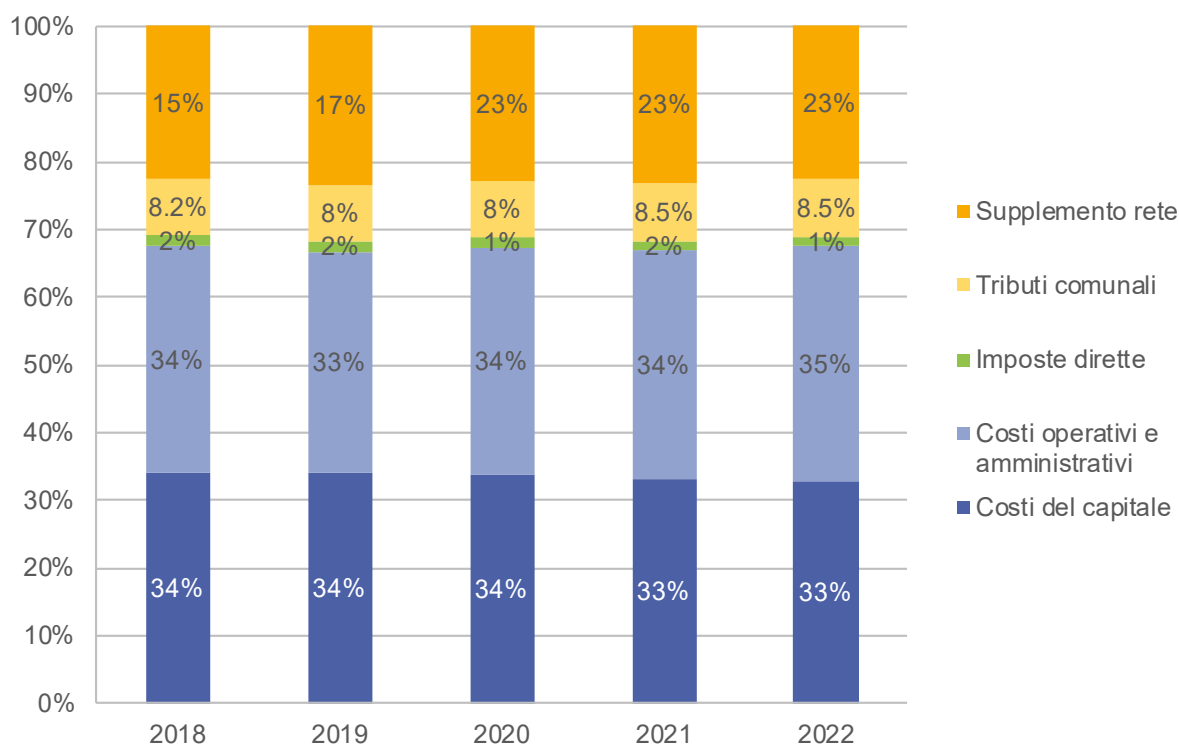


Figura 2: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2022 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 467 milioni di franchi, costi per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) per circa 670 milioni di franchi, nonché, di recente, costi per la riserva di energia elettrica pari a 0,6 milioni di franchi. Gli elevati prezzi dell'energia dal 2022 hanno avuto un impatto particolarmente negativo sulle PSRS (cfr. capitolo 3.7 Prestazioni di servizio relative al sistema). I costi previsti e incorporati nelle tariffe nella primavera del 2021 per il 2022 erano nettamente inferiori, cosicché per il 2022 si è generata una notevole sottocopertura, che negli anni successivi avrà un ulteriore effetto di rialzo sulle tariffe.

Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco meno di 1,2 miliardi di franchi, si

sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,4 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 6,6 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli livelli di rete (LR) è illustrato nella figura 3. La rete di distribuzione locale (LR7) assorbe ben la metà dei costi, con circa 3,0 miliardi di franchi, mentre un ulteriore quinto scarso di essi è causato dal LR5, con oltre 1,2 miliardi di franchi. 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 e ora anche la riserva di energia elettrica) è imputata una quota del 18 per cento dei costi totali sostenuti per la rete elettrica svizzera.

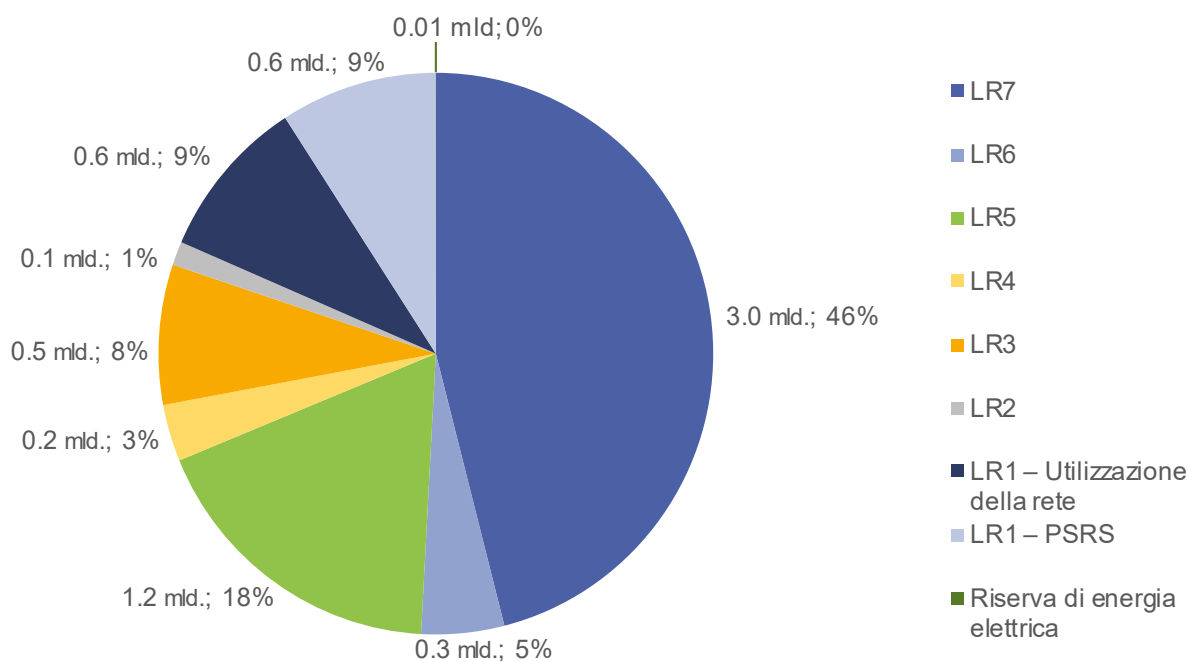


Figura 3: Costi in mia. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto) suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2–7)

4.2 Potenziamento e pianificazione della rete

4.2.1 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, gli altri gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a OAEL, lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. 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 ElCom per verifica entro nove

mesi dall'approvazione da parte del Consiglio federale dell'ultimo scenario di riferimento. Il contenuto della pianificazione pluriennale è descritto nell'articolo 6a OAEL.

Il primo piano pluriennale basato sullo scenario di riferimento verrà trasmesso da Swissgrid alla ElCom nel 2024. 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 ElCom, il rapporto sulla rete strategica 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 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 alla pianificazione pluriennale e nella valutazione di eventuali varianti alle procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani occor-

rerà quantificare i fattori di incertezza attraverso opportuni calcoli della sensibilità. Così facendo, l'analisi costi-benefici acquisterà maggiore significatività. In vista dell'allocazione transfrontaliera dei costi (CBCA), sarà necessario approfondire la discussione metodologica tra Swissgrid e la ElCom nonché in seno a tutti gli organismi preposti. Sulla scorta del rapporto di Swissgrid, il criterio difficilmente quantificabile dell'efficienza può ora essere valutato attraverso un metodo estremamente obiettivo e alla luce di ipotesi trasparenti. Nonostante questo aspetto sia positivo, va considerato che le indeterminatezze riscontrate in sede di valutazione del «beneficio» si riflettono anche nel criterio dell'efficienza. Anche in questo caso andranno pertanto compiuti gli stessi esercizi di calcolo della sensibilità già utilizzati per le incertezze a livello di beneficio.

4.2.2 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 coin-

volgere adeguatamente nella pianificazione i Cantoni interessati e gli altri interessati.

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 6a capoverso 2 OAEL, i piani pluriennali delle reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV sono redatti entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale.

4.2.3 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 LAEI (rete sicura, performante ed efficiente). Nella prassi, vengono spesso verificate le basi per la scelta della tecnologia (linea aerea o cavo interrato). Il DA-TEC decide in merito alle divergenze tra ElCom, UFE e Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (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 realiz-

zare sulla rete di trasporto al fine di calcolare sistematicamente i costi delle varianti PSE.

Nel 2023 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 – Mettlen (PSE 202), Marmorera – Tinzen (PSE 701.1), Flumenthal – Froloo (PSE 900). Su diversi progetti, inoltre, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani.

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

4.3 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.

4.3.1 Investimenti nella rete di trasporto

Il volume effettivo degli investimenti operati sulla rete di trasporto nel corso del 2022 è stato di 212,2 milioni di franchi. Negli anni

tra il 2018 e il 2022 gli investimenti annui nella rete di trasporto sono stati pari, in media, a 163 milioni di franchi.

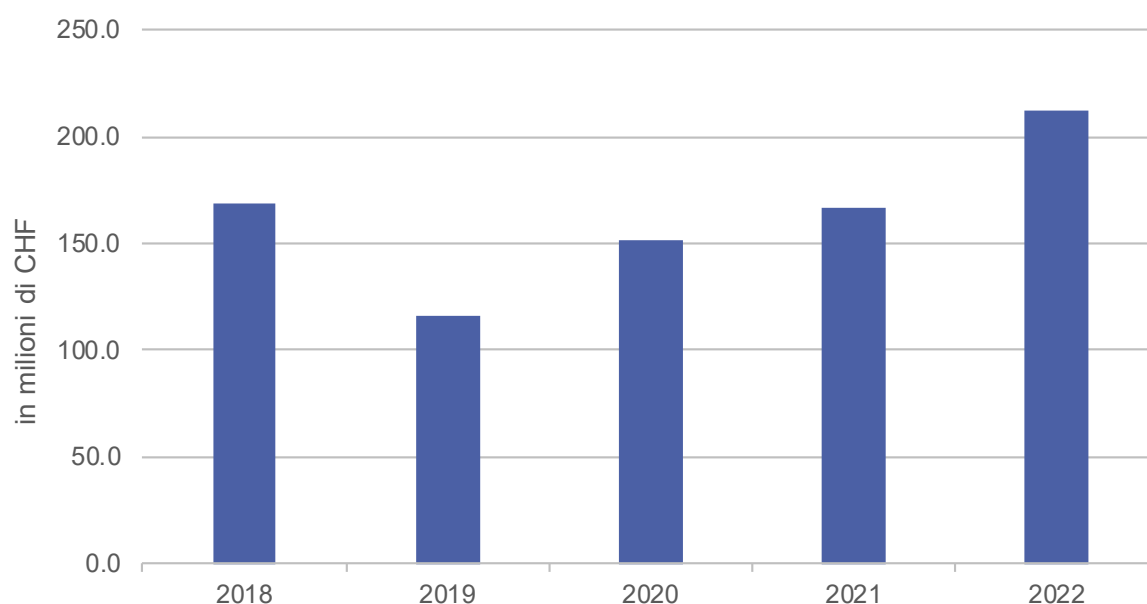


Figura 4: Investimenti nella rete di trasporto

4.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Nel periodo 2018–2022 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (figura 5). In questo lasso di tempo gli ammortamenti sono aumentati ogni anno, portandosi da

circa 943 milioni di franchi a poco più di 956 milioni di franchi. La rete svizzera presenta un surplus di investimenti di poco meno di 474 milioni di franchi, dato praticamente invariato rispetto al 2018.

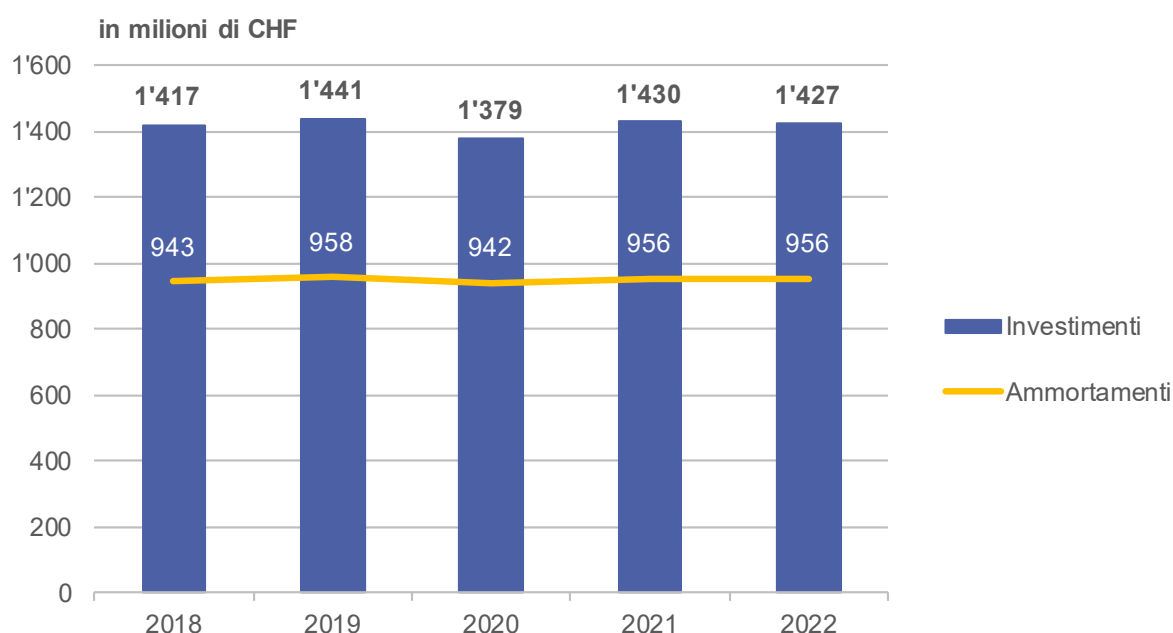


Figura 5: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione

Considerato l'impegno della Svizzera, come della maggior parte dei Paesi europei, di ridurre a zero le emissioni nette di gas serra entro il 2050, nell'ambito della Strategia energetica 2050 della Svizzera l'UFE prevede che in futuro le reti di distribuzione saranno molto più sollecitate, sia dal lato della domanda (mobilità elettrica e pompe di calore), sia da quello dell'offerta (ad es. potenziamento del fotovoltaico).¹ Complessivamente, l'UFE stima entro il 2050 un fabbisogno di investimenti reali tra 45 e 84 miliardi di franchi.

Con riferimento al mero numero di chilometri di linea, nel periodo 2018-2022 la rete elettrica è stata ampliata del 14 per cento. Nel contesto dell'incremento atteso dall'UFE

non ci si può tuttavia basare unicamente sui valori delle immobilizzazioni regolatorie per definire se il tasso di incremento sia sufficiente. In tal senso, ad esempio, i potenziamenti della rete (cfr. capitolo 4.4 Potenziamenti della rete) – essendo finanziati da terzi – non possono essere inclusi nelle immobilizzazioni regolatorie e mancano, dunque, nei dati summenzionati. Essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale (cfr. capitolo 3.6 Qualità dell'approvvigionamento) – la ElCom resta dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano al momento sufficienti.

¹ Cfr. rapporto UFE «Impatto di un'ampia elettrificazione e di un massiccio forte potenziamento delle energie rinnovabili sulle reti elettriche di distribuzione svizzere» del novembre 2022, (disponibile in tedesco)

4.3.3 Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete

In passato la ElCom ha ripetutamente affermato che l'attuale metodo di calcolo del WACC (Weighted Average Cost of Capital) presenta dei punti deboli. In particolare, essa ha sottolineato la sopravvalutazione dei rischi (tra l'altro dovuta a un peer group inadeguato nella determinazione del cosiddetto coefficiente beta e, quindi, della remunerazione del capitale proprio) e i limiti inferiori tecnici utilizzati per il tasso d'interesse esente da rischio nel contesto dei bassi tassi d'interesse vigenti in precedenza. Entrambi gli aspetti portano a un WACC tendenzialmente eccessivo. La ElCom ha formulato questa critica nell'ambito delle relative consultazioni degli Uffici e dei gruppi di accompagnamento, segnalandola anche nei propri rapporti d'attività. Anche grazie a questi input, l'UFE ha deciso di verificare l'attuale metodologia WACC nel settore delle reti elettriche, di correggere eventuali parametri che potrebbero portare a un'errata valutazione del WACC e di elaborare proposte di modifica concrete.

I relativi lavori sono stati svolti nell'autunno 2023, e si sono conclusi con una riunione degli stakeholder a dicembre 2023, alla quale hanno partecipato rappresentanti dell'industria, della protezione dei consumatori, del settore elettrico, dei Cantoni, delle casse pensioni, del Sorvegliante dei prezzi, della Segreteria di Sta-

to dell'economia (SECO), dell'UFE e della ElCom. Nel corso della riunione sono stati presentati i risultati preliminari di due perizie.

Durante la discussione tecnica, la ElCom e i rappresentanti dei consumatori hanno in particolare sottolineato la persistente problematica della determinazione distorta del rischio. Continua a sussistere il pericolo che, con la selezione di un peer group inadeguato con un rischio operativo sistematicamente più elevato, la remunerazione del capitale proprio venga rappresentata come eccessiva nel WACC.

A ciò si contrappongono le argomentazioni secondo cui in generale sarebbe necessario un WACC elevato per consentire sufficienti investimenti di rete. La ElCom non condivide tale opinione. In definitiva, il WACC deve essere fissato al «giusto» livello in modo da creare, da un lato, sufficienti incentivi agli investimenti nel mantenimento e nel potenziamento della rete, evitando al contempo effetti di trascinamento e, quindi, oneri inutilmente elevati per i consumatori di energia elettrica. La figura 6 indica l'andamento degli investimenti annui nella rete di distribuzione e i costi del capitale (ammortamenti più interessi del capitale proprio / di terzi ovvero del capitale circolante netto).

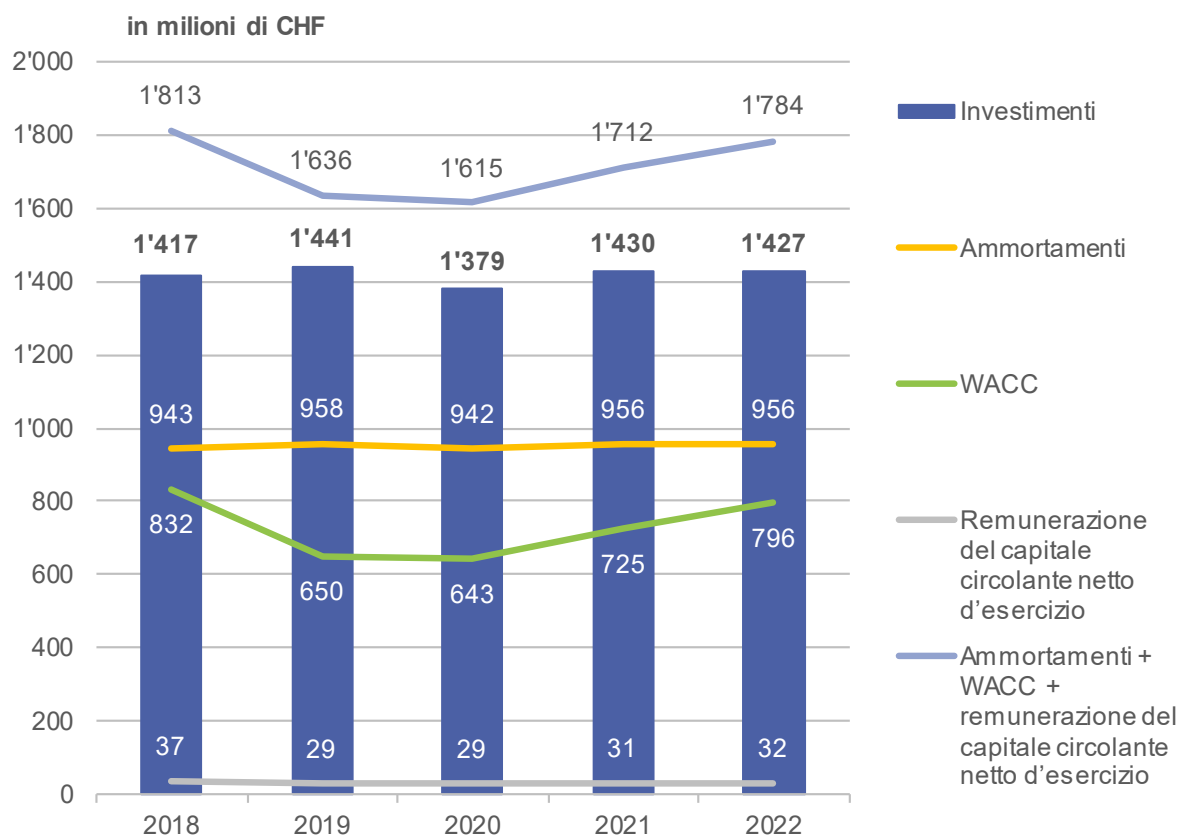


Figura 6: Andamento degli investimenti e degli interessi calcolatori sulla base del WACC degli anni precedenti

4.4 Potenziamenti della rete

I potenziamenti della rete possono rivelarsi necessari, ad esempio, al fine di allacciare alla rete di distribuzione i produttori di elettricità da 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 attività 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 46 domande di rimborso dei costi per potenziamenti della rete.

Negli ultimi 15 anni, la ElCom ha emanato complessivamente 1069 decisioni (cfr. figura 7, tabella 6).

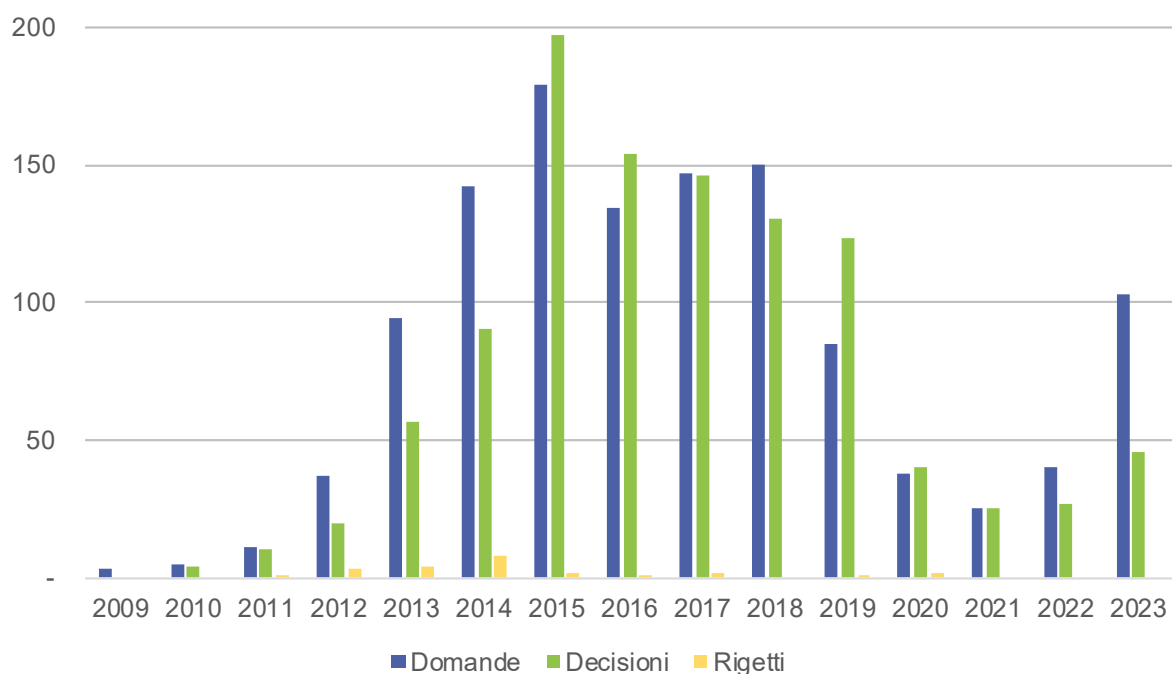


Figura 7: Andamento del numero di domande, decisioni e rigetti relativi al rimborso dei costi per potenziamenti della rete

A fine 2023, il totale dei costi per potenziamenti della rete è risultato pari a circa 130,35 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 392 MW complessivi. La tabella 6

fornisce una panoramica dei parametri essenziali relativi alle domande di rimborso accolte per i costi dei necessari potenziamenti della rete realizzati tra gli anni 2009 e 2023.

	Totale	FV	Idroelettrico	Eolico	Altro ¹
Numero di decisioni	1069	998	38	4	29
Valore minimo potenza impianto [kW] ^{2,3}	4	4	29	1500	22
Valore massimo potenza impianto [kW] ^{2,3}	74 000	8303	14 726	16 000	74 000
Totale potenza impianto [kW] ³	392 204	167 749	76 542	30 000	117 913
Valore minimo costi [fr.] ²	3500	3500	12 277	1 151 165	12 277
Valore massimo costi [fr.] ²	9 262 389	746 912	3 117 452	9 262 389	3 117 452
Somma costi [fr.]	130 350 857	76 133 586	28 027 193	19 853 343	6 336 735
Costi medi [fr.] ⁴	121 937	76 286	737 558	4 963 336	218 508

Valore minimo costi relativi [fr./kW] ⁵	3	3	5	451	3
Valore massimo costi relativi [fr./kW] ⁵	9719	9719	4148	1116	2877
Costi relativi medi [fr./kW] ⁵	332	454	339	662	177

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 2009-2023 in materia di potenziamento della rete

4.5 Impianti di stoccaggio a batteria

La ElCom aveva già precedentemente risposto a determinate domande fondamentali sullo stoccaggio nella comunicazione «Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050» (capitolo 9). Essendo pervenute numerose richieste, sono state ora aggiunte le risposte alle domande relative all'allacciamento degli impianti di stoccaggio. La ElCom parte dal presupposto che anche per gli impianti di stoccaggio viga un obbligo di allacciamento. Tuttavia, la valutazione dell'obbligo di allacciamento compete ai Cantoni e non alla ElCom (art. 5 cpv. 2 in combinato disposto con l'art. 30 cpv. 1 LAEl). In linea di massima, i costi di allacciamento, in particolare i contributi fatturati individualmente (soprattutto contributi ai costi di allacciamento e ai costi di rete), sono determinati in base al diritto cantonale. Viene fatto salvo l'articolo 16 capoverso 3 OAEl, in quanto prescrizione minima di diritto federale, secondo cui i costi supplementari eccessivi nelle reti di distribuzione generati dall'allacciamento o dall'esercizio di impianti di produzione non fanno parte dei costi di rete, bensì devono essere sostenuti in proporzioni adeguate dai produttori. Secondo la ElCom, questa disposizione si applica

per analogia anche agli impianti di stoccaggio senza consumo finale. Per il resto, i costi in relazione all'allacciamento degli impianti di stoccaggio sono costi di rete computabili. Per quanto riguarda i costi dei potenziamenti della rete che si rendono necessari per l'allacciamento di un impianto di stoccaggio non è tuttavia possibile una solidarizzazione secondo l'articolo 22 capoverso 3 OAEl. A fronte della chiara formulazione di legge, un simile rimborso al gestore di rete da parte della società nazionale di rete è previsto solo per potenziamenti della rete riferiti a determinati impianti di produzione di energia.

La ElCom stabilisce inoltre che l'obbligo di ritiro e di remunerazione spettante al gestore di rete secondo l'articolo 15 LEn si applica nel caso degli impianti di stoccaggio solo per l'elettricità per la quale è possibile dimostrare in modo univoco, da un punto di vista metrologico, che proviene da impianti di produzione di cui all'articolo 15 capoverso 1 LEn e che viene anche immessa nella rete. Questa disposizione non si applica ad altra elettricità immagazzinata, in particolare prelevata dalla rete e nuovamente immessa.

4.6 Assunzione dei costi nei rapporti tra i diversi attori

All'inizio del 2023 Swissgrid ha deciso di sospendere con effetto immediato i lavori in seno al gruppo di lavoro dell'AES sull'assunzione dei costi nella rete poiché alcuni partecipanti hanno sollecitato, per svariate fattispecie, un'assunzione dei costi e una responsabilità di Swissgrid. Swissgrid ha chiesto alla ElCom di esprimersi in merito alle condizioni, alle basi e alle responsabilità per permettere una ripresa dei lavori all'interno del settore. Gli attori coinvolti hanno predisposto un elenco con i punti controversi in merito all'assunzione dei costi. Tale elenco, inviato alla ElCom a metà aprile 2023, è molto eterogeneo: dalle limitazioni all'uso della rete (tra cui operazioni di messa fuori servizio) passando per l'utilizzo della rete (ad es. in caso di transiti) alle misure in caso di minaccia per la sicurezza dell'approvvigionamento (tra cui riduzione automatica e manuale del carico) o requisiti posti alle centrali. La ElCom si adopera per assumere un ruolo di mediazione al fine di evitare il più possibile dispendiose procedure e sostenere il principio di sussidiarietà. A giugno è stato organizzato presso la ElCom a Berna un workshop con rappresentanti di Swissgrid e dell'AES. Alcuni punti hanno potuto essere chiariti sulla base di un documento programmatico concernente l'assunzione dei costi nel caso di messa fuori servizio. Il documento è stato pubblicato come comunicazione sul sito internet della ElCom alla fine del 2023. Sostanzialmente, la ElCom argomenta che

una disponibilità «24 ore su 24» della rete non sarebbe efficiente e che le operazioni di messa fuori servizio rientrano nel normale esercizio della rete. Limitazioni nell'uso della rete dovute a operazioni di messa fuori servizio (pianificate o non pianificate) non danno pertanto diritto a un indennizzo. Anche se molti dei punti controversi contenuti nell'elenco sono ancora in sospeso, grazie al supporto della ElCom è stato possibile sbloccare, perlomeno in parte, i lavori relativi all'assunzione dei costi tra l'AES e Swissgrid.

In una procedura, la ElCom ha dovuto decidere se i maggiori costi sostenuti dal gestore di una centrale per l'acquisto di trasformatori per macchine con commutatore sotto carico debbano essergli rimborsati da Swissgrid. Essa è giunta alla conclusione che i maggiori costi sostenuti dal gestore della centrale non sono direttamente imputabili alla rete di trasporto e non possono essere qualificati come prestazioni di servizio relative al sistema. Inoltre, la legislazione in materia di approvvigionamento elettrico non prevede alcuna norma secondo la quale i costi sostenuti dai vari attori per l'adozione di provvedimenti preliminari atti a garantire una gestione sicura della rete secondo l'articolo 5 capoverso 1 OAEL debbano essere rimborsati dai gestori della rete in deroga all'articolo 14 seg. LAEL. La domanda di un rimborso dei costi avanzata dal gestore della centrale è stata pertanto respinta.

5 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



Solo un terzo circa dell'energia venduta nel servizio universale viene prodotta dalle aziende di approvvigionamento energetico stesse.

5.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Nel 2022 in Svizzera erano attivi 604 gestori di rete¹ che riforniscono complessivamente circa 5,6 milioni di destinatari di fattura e gestiscono circa 5,8 milioni di punti di misurazione. Il settore è estremamente eterogeneo: mentre i gestori di rete più grandi riforniscono oltre 300 000 clienti finali, il gestore di rete medio rifornisce medianamente solo poco meno di 1650 clienti finali, il più piccolo addirittura solo 23. Soltanto 77 gestori di rete hanno al loro attivo più di 10 000 consumatori finali e 14 di essi più di 100 000 consumatori finali (figura 8).

Questa eterogeneità emerge anche nelle forme giuridiche in cui i gestori di rete sono organizzati: soltanto il 25 per cento dei gestori di rete è 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 2018 e il 2022 il numero di gestori di rete in Svizzera è diminuito del quattro per cento circa, toccando quota 604. Questa tendenza verso il basso si osserva già da molto tempo. Le ragioni sono da ricercarsi nelle acquisizioni di reti da una parte e nelle fusioni di Comuni dall'altra. Secondo l'Elenco ufficiale dei Comuni della Svizzera, tra il 2018 e il 2022 il numero dei Comuni è sceso da 2294 a 2145, con una riduzione pari a poco più del quattro per cento.

¹ I gestori di rete trasmettono annualmente i propri dati il 31 agosto dell'anno successivo all'ultimo esercizio concluso. Le cifre riportate nel rapporto d'attività 2023 riflettono, quindi, i valori reali del 2022.

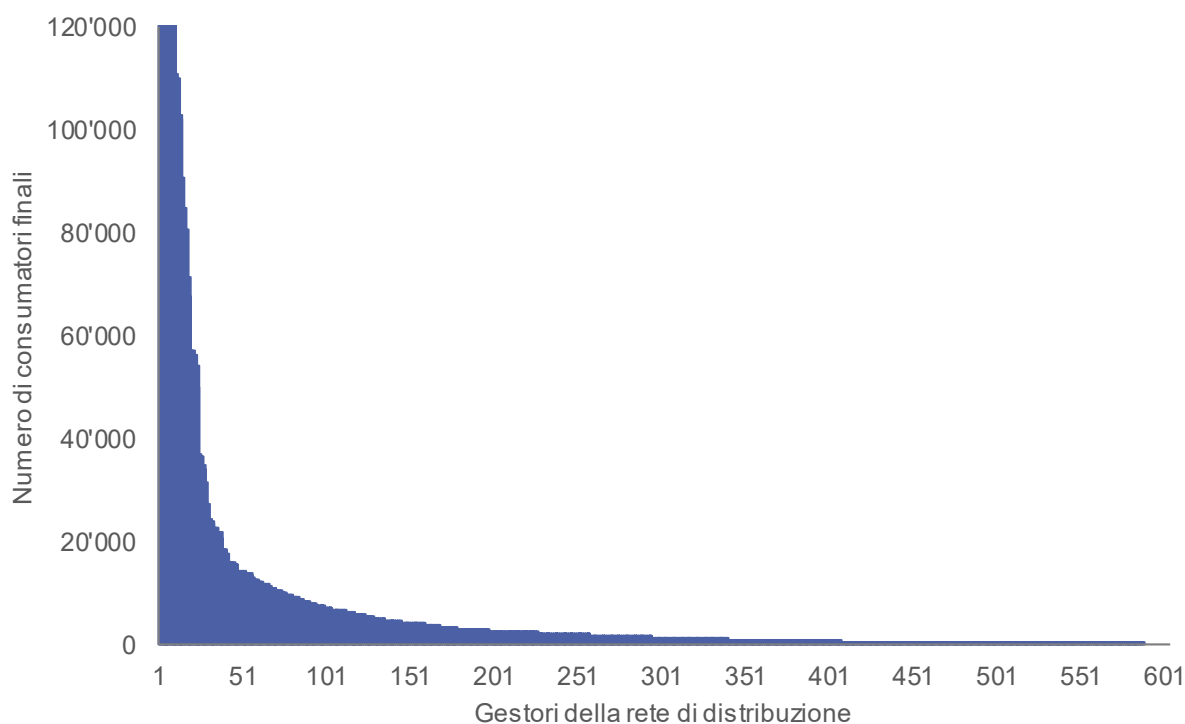


Figura 8: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120 000 consumatori finali – il che riguarda nove gestori di rete.

Per il 2022 i gestori di rete hanno dichiarato un'erogazione complessiva di elettricità pari a circa 55 000 GWh in totale. L'erogazione per quota dei gestori di rete misurata rispetto all'erogazione totale in Svizzera si presenta in linea con l'assetto proprietario e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (cfr. capitolo 4.1 Fatti e cifre delle reti elettriche svizzere): i 100 maggiori gestori di rete forniscono circa l'83 per cento dell'energia erogata; di essi, i 10 maggiori gestori di rete in Svizzera, da soli, ne forniscono ben il 44 per cento. I circa 500 piccoli e micro gestori di rete erogano insieme solo poco meno del 17 per cento dell'energia consumata dai consumatori finali.

I gestori di rete svizzeri non hanno soltanto il compito di gestire le reti, ma assicurano anche l'approvvigionamento di elettricità dei clienti che non possono accedere al libero mercato. Interessante è dunque – non da ulti-

mo nel contesto dei prezzi dell'energia – anche uno sguardo all'acquisto e alla produzione di energia dei fornitori di energia svizzeri. Nell'ambito dei dati di contabilità analitica da presentare annualmente, la ElCom effettua anche un rilevamento di dati sulla produzione propria e sul metodo di acquisizione.

La produzione e la distribuzione di energia elettrica per i clienti svizzeri in regime di servizio universale diergono notevolmente: in Svizzera, stando a quanto dichiarato dai gestori di rete, vengono erogati annualmente circa 34 000 GWh di elettricità ai clienti in regime di servizio universale. Dei circa 600 gestori di rete, 411, ovvero quasi il 70 per cento, hanno dichiarato di non avere alcuna produzione propria. Il fabbisogno complessivo di questi gestori di rete ammonta a circa 7700 GWh all'anno, ovvero al 14 per cento rispetto a un'erogazione com-

più complessiva di 55 000 GWh all'anno (servizio universale e consumatori finali liberi, comprese perdite attive). Circa 130 gestori di rete (22% di tutti i gestori di rete) hanno una produzione propria pari al massimo a 10 GWh (fabbisogno di 5000 GWh all'anno o 9% dell'erogazione complessiva) e solo 20 gestori di rete (3%) dichiarano di avere una

produzione propria superiore a 100 GWh (fabbisogno di 13 700 GWh ovvero 24% dell'erogazione complessiva).

La maggior parte dei fornitori svizzeri acquista l'energia elettrica mediante cosiddetti «contratti tutto compreso» o mediante acquisti strutturati sul mercato.

5.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

Finora solo i consumatori con un consumo annuo di almeno 100 000 kWh di elettricità in Svizzera hanno diritto al libero accesso al mercato, e quindi hanno la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. Entro la fine di ottobre di ogni anno essi possono decidere se l'anno successivo intendono abbandonare il servizio universale. Una volta sul mercato libero, 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 OAEI).

Ogni anno la ElCom conduce un'indagine sul passaggio al libero mercato delle imprese che hanno il diritto di farlo. L'indagine viene condotta tra gli 80 maggiori gestori di rete, che servono quattro milioni di destinatari di fatture e forniscono complessivamente quasi 37 000 GWh ovvero poco meno del 67 per cento dell'elettricità totale fornita in Svizzera (esclusi i trasporti pubblici).¹

Di questa popolazione statistica, ben 34 000 clienti finali, ossia lo 0,6 per cento di tutti i destinatari di fatture, hanno diritto di accesso al libero mercato. Sebbene in termini assoluti si tratti di una percentuale davvero ridotta, questi consumatori finali consumano oltre 19 900

GWh, ovvero approssimativamente il 36 per cento dell'elettricità totale fornita in Svizzera.

Stando ai dati forniti dalle aziende di approvvigionamento energetico interessate, dall'apertura del mercato dell'elettricità fino all'anno previsionale 2024 compreso sono almeno 22 400, ovvero ben il 66 per cento, i consumatori finali che hanno effettivamente fruito dell'accesso al mercato libero. Essi acquistano complessivamente 16 400 GWh di elettricità, pari a un buon 82 per cento dell'elettricità totale acquistata dai consumatori finali che possono potenzialmente accedere al libero mercato e a un buon 45 per cento dell'elettricità totale fornita dagli 80 maggiori gestori di rete (37 000 GWh).

Nei primi anni di apertura del mercato sono stati relativamente pochi coloro che hanno usufruito del diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica (figura 9), mentre negli anni successivi, per effetto del calo dei prezzi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che lo hanno fatto è cresciuto sensibilmente. Dal 2023 si registra uno stallo, che sta perdurando anche nel 2024.

¹ Attualmente sono interessati i gestori di rete che erogano più di 100 000 MWh l'anno. I valori dichiarati nell'indagine in questione sono forniti direttamente dalle aziende di approvvigionamento energetico e non sono oggetto di un esame approfondito da parte della ElCom.

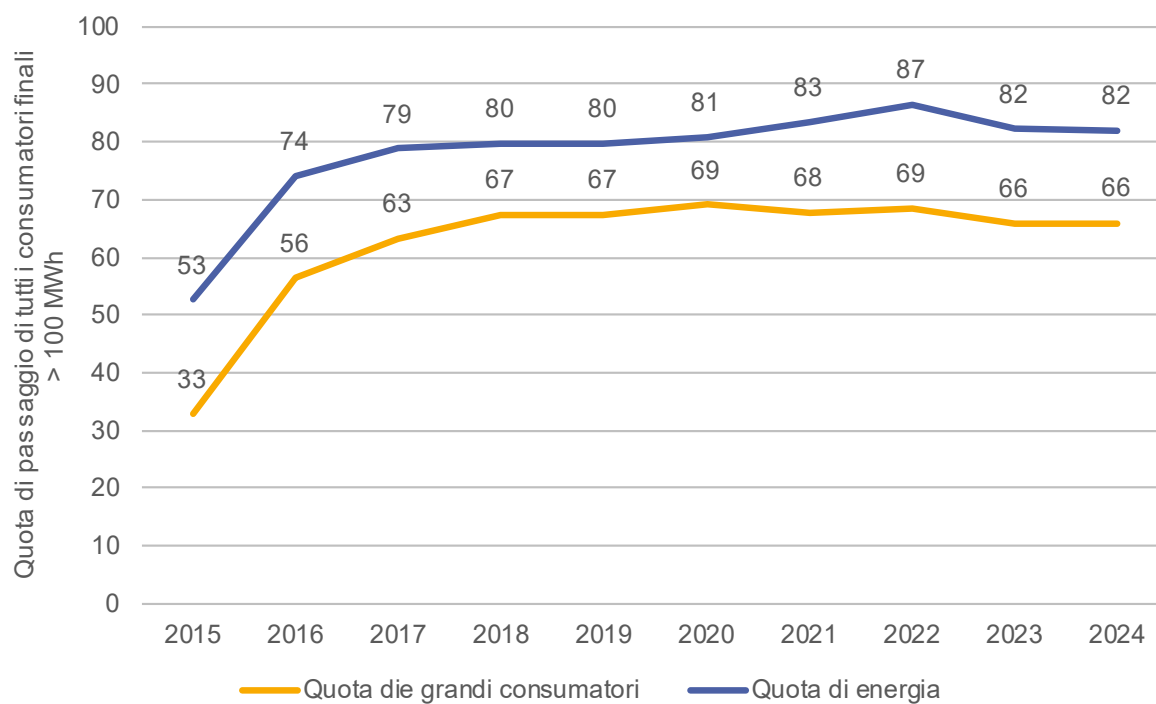


Figura 9: A oggi è passato al libero mercato il 66 per cento di tutti i clienti che ne hanno diritto (curva blu), che ha acquistato l'82 per cento dell'energia consumata da questa categoria di clienti (curva arancione).

5.3 Servizio universale e consumo proprio

In un caso, la ElCom si è occupata del diritto al servizio universale di un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP). Dopo la sua costituzione, l'RCP, composto da un proprietario fondiario e da numerose parti locatarie, ha acquistato elettricità da un fornitore terzo sul libero mercato. Il gestore di rete gli ha fatturato solo il corrispettivo per l'utilizzazione della rete ed esso ha pagato le fatture, senza contestazioni. Solo dopo quasi un anno ha fatto valere per la prima volta nei confronti del gestore di rete il fatto di trovarsi in regime di servizio universale e l'apparente sussistenza di un errore. La ElCom si è dichiarata d'accordo con quanto sostenuto dall'RCP nella misura in cui un RCP, in quanto nuova entità, si trova di norma in regime di servizio universale dopo la sua costituzione. Tuttavia, la El-

Com ha stabilito che l'RCP, con la sua condotta, aveva usufruito in modo conclusivo del suo diritto di accesso alla rete (art. 13 cpv. 1 LAEl). Pertanto ha trovato applicazione il principio dell'«una volta libero, sempre libero» (articolo 11 cpv. 2 OAEI), che esclude un ritorno dal libero mercato al servizio universale. L'RCP non ha dunque più alcun diritto di essere approvvigionato di energia elettrica dal gestore di rete in regime di servizio universale. La ElCom ha inoltre deciso che un RCP non dispone in linea di massima di personalità giuridica e che il diritto federale non gli ascrive alcuna capacità di essere parte o capacità processuale. Pertanto, nel caso di un RCP sono, in linea di principio, parti di un procedimento i partecipanti o, se un RCP è composto da locatari, come nel caso di spe-

cie, i proprietari fondiari. Poiché i locatari erano direttamente interessati nei loro diritti e obblighi dall'esito del procedimento, doveva essere comunque offerta loro la possibilità di prendere parte al procedimento.

Anche un altro caso verteva sul diritto al servizio universale: un'impresa sotto controllo cantonale (di seguito: consumatore finale) aveva stipulato un contratto di mercato con un fornitore d'energia per tre centri di consumo, chiedendo per essi l'accesso alla rete. Il fornitore d'energia è anch'esso un'azienda controllata a livello cantonale, cui spetta anche il compito di gestore di rete. In un momento successivo, il Consiglio di Stato del Cantone interessato ha, tra le altre cose, stabilito in una decisione confidenziale che «per il loro acquisto di energia elettrica, le partecipazioni cantonali rimangono per il momento nell'ambito del servizio universale». Il consumatore finale ha, dunque, rinunciato a indire un bando pubblico per coprire il proprio fabbisogno e quindi a considerare le offerte della concorrenza. Di conseguenza, ha continuato a stipulare per anni contratti con il fornitore di energia a condizioni che divergono da quelle

del servizio universale. La ElCom ha dapprima constatato che il consumatore finale aveva chiesto l'accesso alla rete in maniera giuridicamente valida. In base al principio confermato dal Tribunale federale dell'«una volta libero, sempre libero», la decisione del Consiglio di Stato emanata solo successivamente non avrebbe potuto avere, quindi, alcun effetto sullo stato, previsto dal diritto in materia di approvvigionamento di energia elettrica, di consumatore finale sul mercato. La ElCom ha conseguentemente respinto la domanda di fornitura nell'ambito del servizio universale.

Nel quadro di richieste informali, la Elcom ha fornito numerose altre informazioni sui temi servizio universale, approvvigionamento sostitutivo e consumo proprio. Le domande e le risposte più importanti sono state pubblicate sul sito internet della ElCom nelle comunicazioni costantemente aggiornate «Domande frequenti sul servizio universale, l'approvvigionamento sostitutivo e la remunerazione per la ripresa di energia» e «Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050».¹

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

5.4 Tariffe della rete di trasporto

Come mostra la tabella 7, in particolare le tariffe per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) sono nuovamente aumentate in modo significativo, mentre quelle per l'utilizzazione della rete si sono stabilizzate per il 2024. In definitiva, l'onere dei costi legati alla rete di trasporto è ai massimi storici. A

ciò si aggiunge il fatto che nel 2024, oltre alle tariffe della rete di trasporto, Swissgrid trasferirà per la prima volta ai consumatori finali anche i costi delle riserve di energia elettrica della Confederazione. Nel complesso, ciò comporta un notevole onere supplementare per tutti i consumatori finali.

	2020	2021	2022	2023	2024
Utilizzazione della rete					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0.18	0.20	0.25	0.27	0.27
Tariffa di potenza [fr./MW]	28 800	33 600	43 920	48 660	46 380
Tariffa di base fissa per punto di prelievo [fr.]	269 400	319 800	413 040	443 700	443 400
Tariffa generale PSRS [ct./kWh]	0.16	0.16	0.16	0.46	0.75
Tariffa individuale PSRS					
Perdite attive [ct./kWh]	0.25	0.15	0.14	0.30	0.64
Riserva di energia elettrica [ct./kWh]	-	-	-	-	1.20

Tabella 7: Andamento delle tariffe 2020-2024 della rete di trasporto inerenti all'utilizzazione della rete, alle prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) e la riserva di energia elettrica (fonte: Swissgrid SA)

Come già l'anno precedente, anche per il 2024 Swissgrid prevede notevoli costi supplementari per le PSRS generali. Sui mercati europei dell'energia elettrica, soprattutto all'inizio del 2023, la situazione era ancora molto tesa rispetto al livello pre-crisi al punto tale che Swissgrid ha previsto oneri d'acquisto nettamente più elevati per il mantenimento della potenza di regolazione. Poiché Swissgrid, in qualità di gestore della rete ad alta tensione, deve pubblicare le proprie tariffe per l'anno successivo già in aprile, le sue previsioni si basano sulle informazioni disponibili circa 12-18 mesi prima dell'acquisto effettivo. Inoltre, in questo segmento tariffario, non da ultimo a causa della crisi energetica, si erano già accumulate notevoli coperture insufficienti, la cui riduzione si ripercuote ora anche con un aumento delle tariffe, cosicché la tariffa generale PSRS aumenta nuovamente di quasi 0,3 centesimi, raggiungendo da ultimo 0,75 ct./kWh. Lo stesso vale per la tariffa individuale PSRS Perdite attive. Dal 2023 al 2024 è aumentata di ben 0,3 centesimi, raggiungendo 0,64 ct./kWh (cfr. in proposito anche il capitolo 3.7 Prestazioni di servizio relative al sistema).

Per contro, i costi di utilizzazione della rete non sono pressoché interessati dalle distorsioni sui mercati dell'energia, ma rispecchiano in primo luogo i costi attesi per il poten-

ziamento e la manutenzione della rete di trasporto. L'imputazione dei costi della rete di trasporto è disciplinata all'articolo 15 capoversi 1-3 OAEI. Conformemente al capoverso 3, le spese non fatturate individualmente sono fatturate al 30 per cento come tariffa di lavoro, al 60 per cento come tariffa di potenza e al 10 per cento come tariffa di base. Benché il tasso d'interesse calcolatorio ammesso per il calcolo degli interessi dei valori d'investimento sia stato aumentato dal DATEC per l'anno 2024, la tariffa di lavoro ha potuto essere mantenuta costante, mentre quelle di potenza e di base sono state addirittura leggermente abbassate. Ciononostante, tutte le tariffe per l'utilizzazione della rete continuano ad attestarsi su un livello elevato nel confronto sul lungo periodo.

Come menzionato all'inizio del capitolo, nel 2024 è stata introdotta la nuova tariffa «Riserva di energia elettrica». In vista del delinearsi di una crisi energetica, a partire dal 2022 la Confederazione ha adottato diverse misure di sgravio per continuare a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica in Svizzera anche in inverno. Tali misure comprendono, tra l'altro, la riserva di energia idroelettrica e, a complemento, una riserva fossile costituita da centrali elettriche di riserva e gruppi elettrogeni di emergenza (cfr. capitolo

3.3 Riserva invernale). La Confederazione prevede che i costi da ciò derivanti siano addebitati ai consumatori finali tramite Swissgrid. Nella tariffa per la riserva di energia elettrica 2024, ora riscossa per la prima volta, oltre ai costi previsti per il 2024 è quindi inclusa anche una parte considerevole dei costi già sostenuti nel 2022 e in particolare nel 2023.

Gli sviluppi sopra descritti comportano un notevole onere supplementare per i consumatori finali svizzeri. Nel 2024 un'economia domestica con un consumo annuo di 4500 kWh deve pagare circa 92 franchi per le prestazioni originarie di Swissgrid (2023: fr. 70 / media 2014-23: fr. 49). La riserva di energia elettrica da poco istituita costerà alla stessa

economia domestica 54 franchi in più. Dato l'accumularsi di circostanze particolari e per far fronte al massiccio aumento dell'onere complessivo a carico dei consumatori finali, la ElCom aveva accolto la richiesta di Swissgrid di poter utilizzare tutti i proventi da aste attesi per il 2024 al fine di ridurre le tariffe. Questa misura di sgravio è già considerata nelle tariffe sopra esposte. Occorre infine menzionare che le voci tariffarie di cui sopra confluiscono di principio nelle tariffe per l'utilizzazione della rete dei circa 600 gestori svizzeri della rete di distribuzione. Per motivi di trasparenza, numerosi gestori di rete indicano a parte le tariffe per le PSRS generali e/o la riserva di energia elettrica sul proprio tariffario o al momento della fatturazione.

5.5 Tariffe della rete di distribuzione

5.5.1 Aumenti delle tariffe nel 2024

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. Il prezzo medio dell'elettricità per l'anno tariffario 2024 è nuovamente aumentato in misura notevole rispetto all'anno precedente: Nell'anno tariffario 2024 un'economia domestica standard pagherà 32.14 centesimi per chilowattora (ct./kWh), corrispondenti a un aumento di 4.94 ct./kWh o di circa il 18 per cento. Calcolato sull'arco di un anno, per un'economia domestica con un consumo tipico pari a circa 4500 kWh, ciò equivale a un costo complessivo di ben 1446 franchi all'anno, ovvero a un aumento di 222 franchi all'anno rispetto al livello, già elevato, dell'anno precedente. Tuttavia, le variazioni tariffarie possono essere notevoli a livello locale.

Il fatto che nel 2024 le tariffe aumenteranno di nuovo in molti Comuni ha diversi motivi. In primo luogo, per molti gestori di rete, a partire dal 2024 l'aumento dei prezzi di mercato avrà un impatto maggiore sulla tariffa per l'energia rispetto all'anno precedente, perché una parte significativa degli acquisti per il 2023 era stata generalmente effettuata prima dell'aumento dei prezzi sul mercato a termine. Le tariffe dell'energia per il servizio universale si basano sui prezzi di costo della produzione propria e sui prezzi pagati per l'energia elettrica acquistata. Dipendono quindi essenzialmente dal portafoglio di produzione e di acquisto di un fornitore. Negli acquisti, inoltre, giocano un ruolo importante il momento dell'acquisto, ovvero il momento in cui i contratti d'acquisto scadono ed è necessario provvedere a un nuovo acquisto, dato che i prezzi sul mercato a termine dell'elettricità hanno subito forti oscillazioni negli ultimi mesi. Inoltre, i gestori di rete hanno un

certo margine di manovra nel dare priorità alla propria produzione di elettricità da fonti rinnovabili nel servizio universale.

In secondo luogo, i costi della riserva invernale dell'ammontare di 1,2 ct./kWh vengono trasferiti ai consumatori finali attraverso un supplemento sulla tariffa per l'utilizzazione della rete. In terzo luogo, le tariffe per l'utilizzazione della rete aumentano a causa

dell'incremento dal 3,83 al 4,13 per cento del tasso di remunerazione del capitale (il cosiddetto WACC), stabilito dal DATEC.

Informazioni dettagliate sulle tariffe di ogni Comune e una carta interattiva sono consultabili sul sito web sulle tariffe elettriche della El-Com (www.prezzi-elettricit .elcom.admin.ch). La figura 10 mostra la composizione del prezzo complessivo medio dell'elettricit  in ct./kWh.

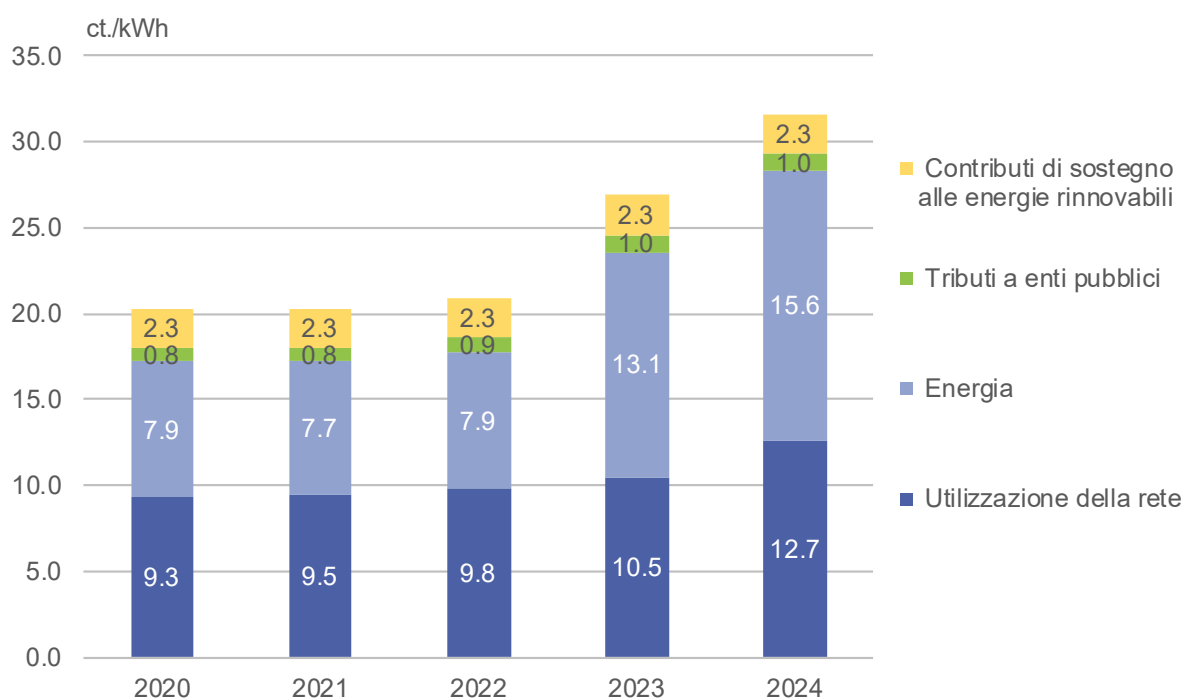


Figura 10: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricit  per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

Fino al rapporto d'attivit  2022, per motivi tecnici, i dati erano ponderati in base ai destinatari di fatture e non agli abitanti. Il crite-

rio   stato ora adeguato e i dati vengono ponderati in base agli abitanti, come avviene anche sul sito web sulle tariffe elettriche.

5.5.2 Tariffe medie per un'economia domestica media nel 2024

Le seguenti cartine della Svizzera (figure da 11 a 14) raffigurano le tariffe medie dei Comuni svizzeri per il 2024. 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 rispetto al valore mediano, 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

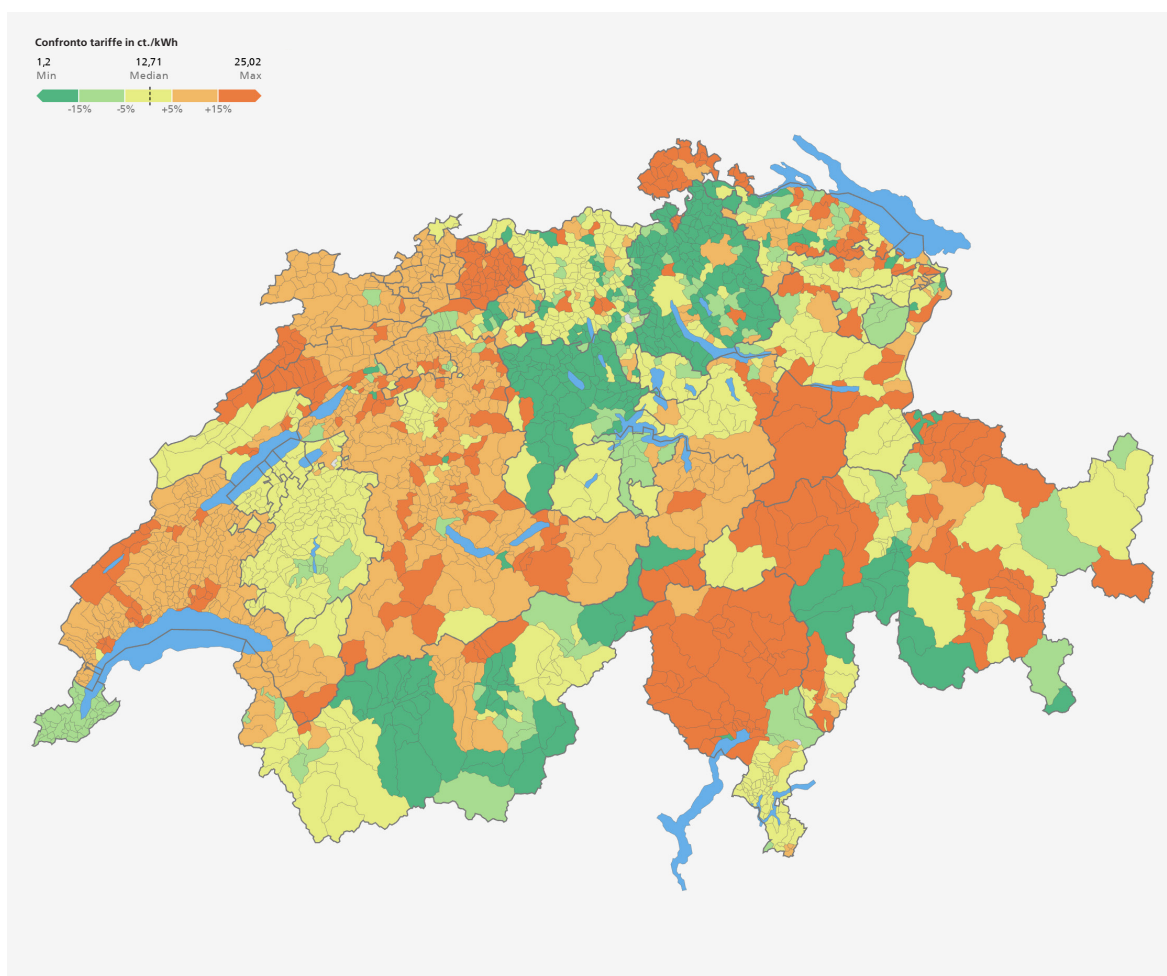


Figura 11: Tariffe medie dei Comuni svizzeri (valore mediano) per l'utilizzazione della rete, relative al profilo di consumo H4 nel 2024

Tariffe medie per l'energia

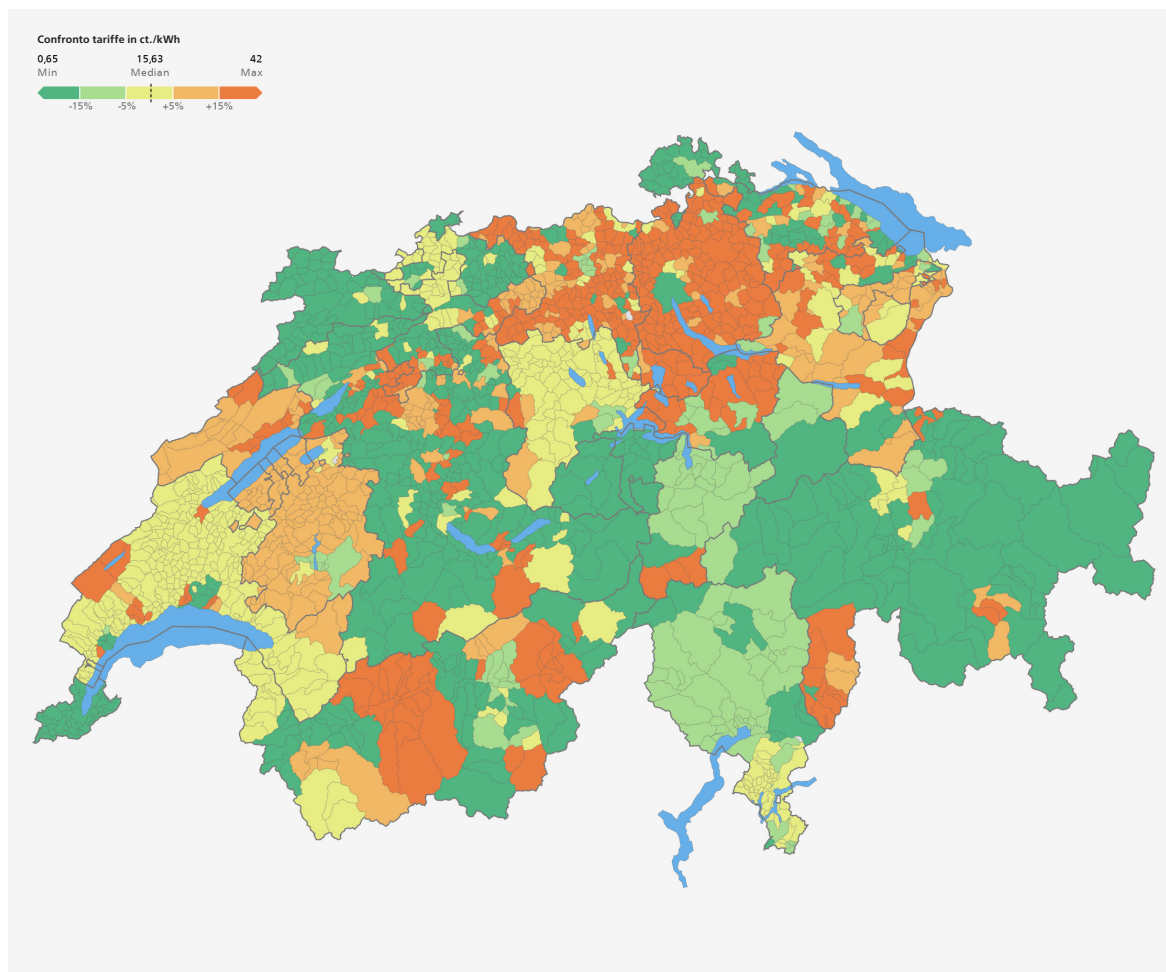


Figura 12: Tariffe medie dei Comuni svizzeri (valore mediano) per l'energia, relative al profilo di consumo H4 nel 2024

Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Nella figura 13 sono rappresentati i valori medi dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici cantonali e comunali. 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 vengono stabiliti

dagli enti locali. Nel 2024 il valore mediano dei tributi e delle prestazioni è pari a 1,0 ct./kWh. Si osserva che spesso le tariffe sono elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi medi (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 2024 (cfr. figura 14).

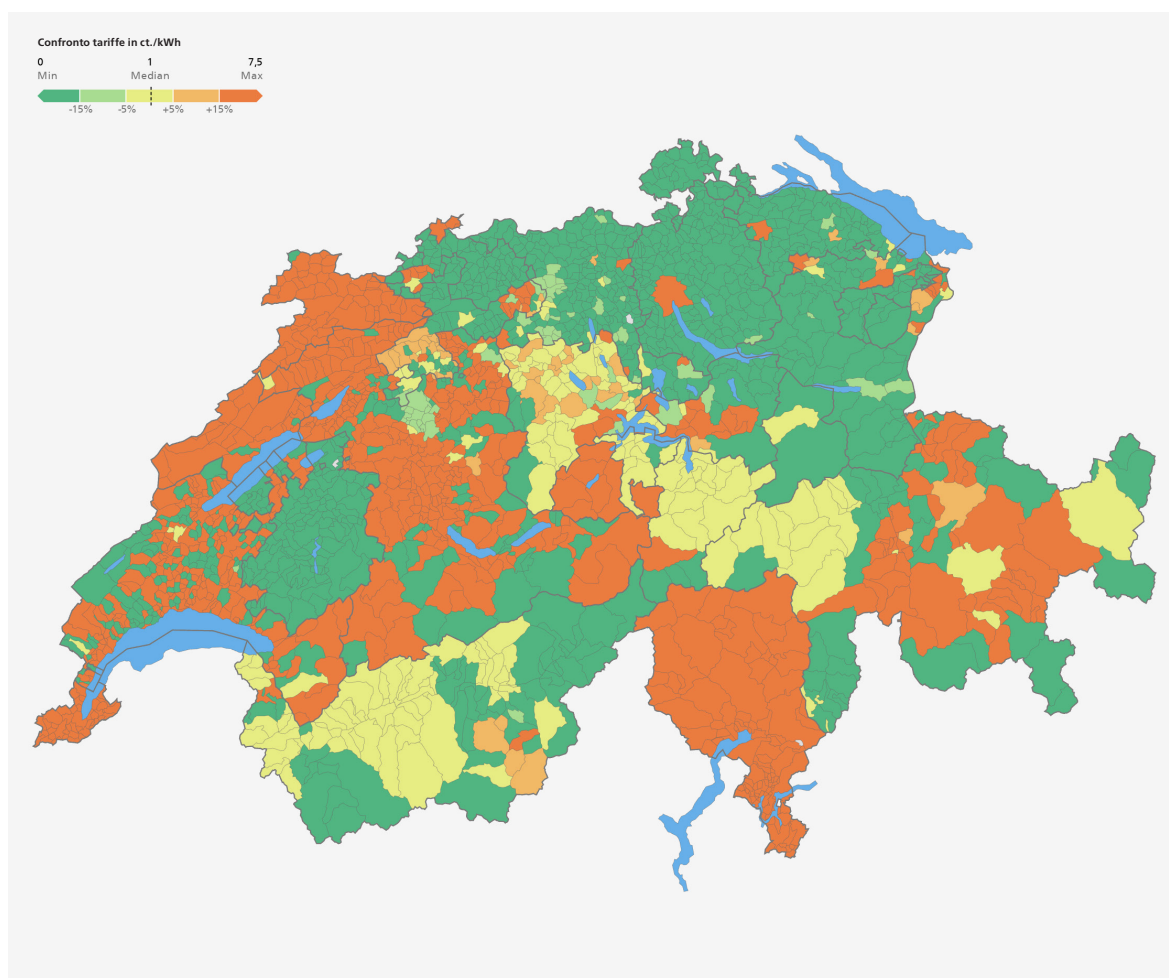


Figura 13: Tariffe medie dei Comuni svizzeri (valore mediano) per i tributi e le prestazioni agli enti pubblici cantonali e comunali per il profilo di consumo H4 nel 2024

Tariffa elettrica complessiva media

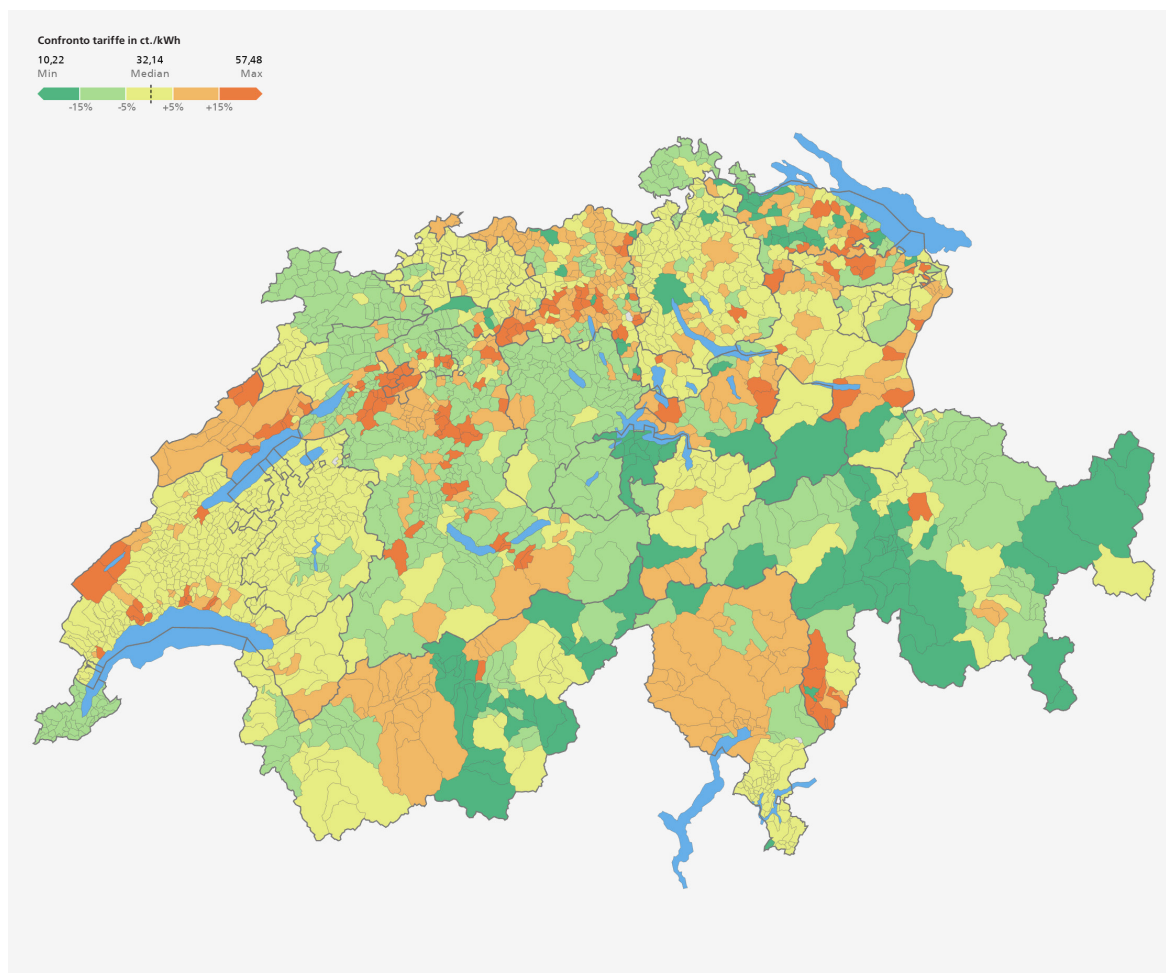


Figura 14: Tariffe medie dei Comuni svizzeri (valore mediano) per il prezzo complessivo dell'energia elettrica per il profilo di consumo H4 nel 2024

5.6 Struttura dei proventi della rete di distribuzione

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. I proventi sono, quindi, definiti dalla quantità di energia fornita, moltiplicata per le relative componenti tariffarie e non possono superare i costi maggiori di un utile definito dal WACC.

Negli anni successivi, i gestori di rete possono includere nelle tariffe eventuali costi non coperti dagli introiti tariffari in un determinato anno (cosiddette coperture insufficienti), quale onere successivo. Devono inoltre essere rimborsati ai consumatori finali i costi addebitati in eccesso (cosiddette coperture in eccesso).

Nel 2023 i gestori di rete hanno dichiarato relativamente al 2022 proventi realizzati pari a complessivi 12,2 miliardi di franchi (totale rete ed energia, senza tributi e prestazioni). Tali proventi si suddividono nel seguente modo: 4,9 miliardi di franchi per il corrispettivo per l'utilizzazione della rete e 7,3 miliardi di franchi per l'energia.

Una ripartizione per dimensioni dell'azienda simile a quella per i valori degli impianti si riscontra anche nei corrispettivi per l'utilizzazione della rete: i dieci maggiori gestori di rete realizzano circa il 42 per cento di tutti i proventi. La quota dei circa 500 piccoli e micro gestori di rete sul totale dei proventi risulta leggermente in calo e si attesta ancora al 14 per cento.

5.7 Attività della ElCom in relazione all'aumento delle tariffe dell'energia elettrica 2024

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 2022 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 interessando anche i consumatori finali in regime di servizio universale e la ElCom è stata letteralmente inondata di richieste. Anche nell'anno in esame sono ancora pervenuti alla ElCom molti reclami da parte dei cittadini. Nell'anno in esame tali richieste hanno riguardato in misura crescente reclami relativi alla comunicazione delle tariffe dei gestori di rete: spesso i consumatori finali si sono sentiti non sufficientemente informati e talvolta addirittura evitati dai loro fornitori. Sono stati segnalati anche casi in cui i fornitori hanno rinviato i clienti direttamente alla ElCom. Occorre per-

tanto definire in modo chiaro che i gestori di rete, in quanto fornitori, hanno l'obbligo di mettere a disposizione dei loro consumatori finali informazioni trasparenti sulle tariffe. La Segreteria tecnica della ElCom affronta di volta in volta tali casi direttamente con i gestori di rete nei confronti dei quali è stata effettuata una segnalazione. Pare anche che singoli fornitori facciano valere nei confronti dei loro clienti il fatto che la ElCom avrebbe esaminato le loro tariffe per l'anno 2024.

Secondo il cosiddetto sistema «cost plus», i gestori di rete possono includere integralmente nelle tariffe i costi generati dall'esercizio delle reti e dall'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 am-

montare risulti giustificato. La Commissione può decidere una diminuzione o vietare un aumento (art. 22 cpv. 2 LAEI). Il controllo delle singole tariffe si basa sull'esame dei costi effettivi e delle corrispondenti disposizioni di cui agli 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.

Non solamente i cittadini, ma anche i gestori di rete hanno trasmesso numerose domande riguardanti i prezzi elevati, ad 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 finali (FAQ ovvero Frequently Asked Questions)¹ nonché uno con le risposte alle domande più frequenti dei gestori di rete riguardanti le tariffe elevate².

In considerazione dei prezzi elevati dell'energia, ma anche per il fatto che la stessa revisione della LAEI (atto mantello) rinuncia a un'apertura completa del mercato, nel settore dell'energia sono state condotte indagini preliminari e preparate ispezioni in misura maggiore. Sono state condotte indagini anche nell'ambito della comunicazione trasparente delle tariffe, in particolare al fine di verificare se, dando priorità alla produzione indigena di energie rinnovabili, nella comunicazione ai consumatori finali siano stati resi sufficientemente trasparenti i cambi di strategia dai costi di produzione ai prezzi di mercato (che in genere spingono le tariffe al rialzo).

La ElCom ha anche risposto a numerose richieste in merito alla struttura tariffaria. Particolarmente degne di menzione sono le richieste concernenti le tariffe per l'utilizzazione della rete delle nuove stazioni di ricarica per la mobilità elettrica. Di norma, queste vengono in parte attribuite dai gestori di rete alle tariffe che si applicano ai consumatori più grandi e spesso comprendono una componente di potenza maggiore (ad es. «tariffe commerciali»). Secondo la valutazione della ElCom, tuttavia, anche le stazioni di ricarica utilizzate tutto l'anno rientrano nella tariffa del gruppo di clienti di base secondo l'articolo 18 capoverso 3 OAEI se sono allacciate a livelli di tensione inferiori a 1 kV e se il loro consumo annuo è inferiore ai 50 MWh. In tal caso, conformemente all'articolo 18 capoverso 3 OAEI i gestori di rete devono offrire loro una tariffa per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) almeno del 70 per cento.

¹ Consultabile su www.elcom.admin.ch > La ElCom > Contatto > Domande frequenti

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

5.8 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»). Nel 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. Con il collegamento dell'infrastruttura al portale eGovernment (e-GOV) del DATEC, il progetto si è in gran parte concluso nel 2022, anche se sono stati ancora necessari lavori di ritocco, già effettuati nell'anno in esame 2023, tra cui l'adeguamento dei processi di backoffice in e-GOV, il collegamento finale dei moduli in e-GOV e il trasferimento di tutti i processi end-to-end di riscossione delle tariffe, dalla messa a disposizione dei moduli, passando per la sorveglianza del rilevamento, fino alla pubblicazione dei dati sul sito web dei prezzi dell'energia elettrica della ElCom, sempre su e-GOV e sulle piattaforme federali opendata.swiss, Lindas

e Visualize. Sebbene ci si impegni affinché questi lavori non compromettano l'attività di rilevamento ordinario, nell'anno in rassegna si sono purtroppo verificate diverse interruzioni in orari d'ufficio. Tuttavia, nel corso del 2023 i processi e i sistemi sono stati complessivamente stabilizzati in modo tale che l'esercizio operativo possa svolgersi come previsto per il prossimo periodo di rilevamento.

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, spiegando che le modifiche delle 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 confermano la veridicità e la completezza della contabilità analitica presentata entro il 31 agosto. Se un gestore di rete desidera modificare successivamente dei dati, deve presentare alla ElCom una domanda corredata di opportuna motivazione.

1 cfr. istruzione 5/2022, consultabile su www.elcom.admin.ch > La ElCom > Documentazione > Istruzioni

5.9 Verifiche relative alle tariffe

5.9.1 Riduzione delle coperture insufficienti

Oltre agli elevati prezzi dell'energia elettrica, anche nell'anno in esame la ElCom ha mantenuto alta l'attenzione 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. Queste attività hanno potuto essere concluse nel 2023 – comples-

sivamente la verifica ha riguardato circa 600 casi di coperture insufficienti problematiche su un totale di 400 gestori 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 possono più 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; tutti, eccetto due, hanno potuto essere conclusi senza decisione ancora nel 2023.

Dalla campagna per i settori «rete» ed «energia» risulta complessivamente una riduzione

delle coperture insufficienti, e quindi anche del rischio di futuri aumenti tariffari, per circa un miliardo di franchi. I lavori in tale contesto hanno inoltre comportato un adeguamento delle basi giuridiche corrispondenti nella LAEl e nella relativa OAEI. Gli incentivi all'accumulo di coperture insufficienti e alla loro lacunosa riduzione sono in prospettiva nettamente ridotti, così come è stato possibile evitare in misura considerevole un addebito supplementare di interessi a scapito dei consumatori finali.

5.9.2 Verifiche delle tariffe di rete

Dopo circa 15 anni 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.

Come già menzionato più volte, anche nel 2023 l'attenzione posta sui gestori di rete era fortemente focalizzata sulle tariffe dell'energia, in parte soggette a massicci incrementi. Per quanto riguarda le tariffe di rete, nell'anno in esame sono stati conclusi unicamente i summenzionati procedimenti relativi a coperture insufficienti, ma non ne sono stati avviati di nuovi. Il Tribunale amministrativo federale si è espresso in favore della tematica della verifica individuale delle tariffe.

Nel 2021 la ElCom ha emanato per la prima volta una decisione in merito a una controversia tra un consumatore finale e un gestore di rete riguardante le tariffe per l'utilizzazione della rete (cosiddetta verifica individuale delle tariffe). Con sentenza del 22 novembre 2023 (A-4303/2021), il Tribunale amministrativo federale ha integralmente respinto il ri-

corso interposto contro tale decisione. L'oggetto della controversia era la questione di quali mezzi di prova debbano essere utilizzati per la verifica dei costi. La ElCom ha ritenuto che la contabilità analitica regolatoria e i costi pianificati ivi contenuti costituissero una base adeguata; il ricorrente voleva servirsi delle cifre di base della contabilità come base di verifica. Il Tribunale è sostanzialmente giunto alla conclusione che la contabilità analitica funge da mezzo finalizzato alla trasparenza e rappresenta, di principio, una base di verifica adeguata per una verifica individuale delle tariffe. Inoltre ha stabilito che la ElCom può effettuare ulteriori accertamenti anche nell'ambito di un contenzioso ed esigere ulteriori documenti, ad es. dalla contabilità del gestore di rete, o spiegazioni più dettagliate in merito alle voci di costo. La verifica impugnata, nel complesso, non è avvenuta a seguito di una base di verifica errata. Le singole fasi di verifica effettuate dalla ElCom non sono state contestate dal ricorrente, motivo per cui il Tribunale non si è espresso in proposito. La sentenza del Tribunale amministrativo federale è stata impugnata dinanzi al Tribunale federale.

5.9.3 Verifiche delle tariffe dell'energia

Come illustrato sopra (cfr. capitolo 5.5 Tariffe della rete di distribuzione), lo sviluppo delle tariffe dell'energia è stato nuovamente al centro dell'attenzione del pubblico, ma anche della ElCom. Se nel 2023 queste tariffe hanno in parte già raggiunto aumenti da record, il livello rimane nel complesso elevato anche nel 2024. Come illustrato sopra, in futuro la ElCom incentrerà ancora di più i suoi lavori in quest'ambito. Sostanzialmente si tratta della verifica delle attività di acquisto nel settore dell'energia e della verifica dell'adeguatezza delle tariffe secondo l'articolo 6 capoverso 1 LAEl. Tali indagini riguardano, da un lato, la fornitura di energia elettrica in generale, ma anche l'acquisto e quindi la formazione dei prezzi, ad esempio all'interno di strutture di gruppo e partecipazioni incrociate. Sono stati inoltre avviati preparativi per indagini nel settore delle dichiarazioni di costo delle garanzie di origine. Per il resto, anche nell'anno in esame, il tema in primo piano è stato il metodo del prezzo medio.

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. Secondo la legge sull'approvvigionamento elettrico, i gestori delle reti di distribuzione hanno l'obbligo di traslare proporzionalmente sui consumatori fissi finali i vantaggi tariffari derivanti dal loro libero accesso alla rete. Concretamente si tratta di tenere le attività commerciali e la produzione propria in debita considerazione nel calcolo dei costi energetici computabili. Soprattutto nelle fasi in cui i prezzi di mercato dell'energia elettrica sono relativamente bassi o elevati, ciò può avere notevoli ripercussioni sulle tariffe dell'energia. Negli anni 2018 e 2019 il legislatore ha introdotto nuove disposizioni che da allora offrono ai gestori di rete la possibilità di derogare al

metodo del prezzo medio e di computare la produzione propria in via prioritaria nelle tariffe del servizio universale.

In un procedimento condotto nei confronti di diversi gestori di rete collegati in un gruppo societario (di seguito: società madre), nel novembre 2023 la ElCom ha emanato una decisione parziale concernente i costi e le tariffe dell'energia dell'esercizio 2017. Al centro della decisione vi è la corretta applicazione del metodo del prezzo medio. Viene precisato che sulla base della legge sull'approvvigionamento elettrico non era consentita un'attribuzione dei costi di produzione specifica dei singoli impianti di produzione al servizio universale. Piuttosto, come base di costo fa fede la media di tutti gli impianti di produzione. Contrariamente alla prassi della ElCom, la società madre non ha attribuito le attività commerciali e i vantaggi in termini di prezzo dovuti al suo libero accesso alla rete al portafoglio di energia rilevante per il calcolo delle tariffe del servizio universale. Inoltre, era necessario chiarire se le condizioni stabilite in un contratto quadro alle quali le società controllate acquistavano energia dalla società madre fossero adeguate. In un contesto caratterizzato da prezzi di mercato bassi al momento della stipula del contratto, gli impegni assunti dalle controllate di acquistare energia per i loro consumatori finali con servizio universale a costi di produzione non erano adeguati. Per i propri clienti di mercato è stato, infatti, concordato un acquisto a prezzi analoghi a quelli di mercato. A prezzi analoghi, le controllate in quanto gestori di rete autonomi avrebbero potuto acquistare energia per i loro consumatori finali in regime di servizio universale anche presso terzi. La ElCom ha conseguentemente accettato per tutta l'energia acquistata dalla società madre solo prezzi analoghi a quelli di mercato. Altri ambiti tematici della decisione sono il WACC Produzio-

ne e il calcolo degli interessi di coperture insufficienti. Per determinare i costi degli interessi calcolatori sui loro impianti di produzione e su altre posizioni, i gestori di rete interessati utilizzano un proprio tasso d'interesse individuale (WACC Energia). La ElCom non ritiene ciò adeguato e utilizza per il calcolo degli interessi il WACC Produzione da essa pubblicato, che ammonta per l'anno tariffario 2017 al massimo al 4,98 per cento. Per il resto, secondo l'istruzione della ElCom, gli interessi delle coperture insufficienti vanno calcolati al massimo con il WACC Rete (2017: 3,83%). In deroga a tale disposizione normativa, i gestori di rete in questione utilizzano anche in questo caso il loro WACC Energia individuale più elevato. I gestori di rete interessati sono stati invitati mediante decisione alla rettifica dei punti summenzionati. Contro tale decisione è stato presentato ricorso dinanzi al Tribunale amministrativo federale.

Nell'anno in esame sono stati inoltre individuati due gestori della rete di distribuzione che dispongono di centrali elettriche proprie, ma vendono l'intera energia elettrica generata sul mercato. L'energia necessaria per il servizio universale è stata, dunque, interamente acquistata tramite terzi. Questo modo di procedere viola le disposizioni del diritto in materia di approvvigionamento elettrico. I gestori di rete in possesso di proprie centrali elettriche devono includere nelle loro tariffe almeno una parte della loro produzione propria al massimo ai costi di produzione. La ElCom ha avviato un procedimento nei confronti di entrambi i gestori di rete.

Con la decisione 149 II 187 del 29 marzo 2023, il Tribunale federale ha ancora una volta tutelato la prassi finora seguita dalla ElCom in merito al metodo del prezzo medio. Le principali questioni erano sostanzialmente due: in primo luogo, il Tribunale ha dovuto valutare in che modo le strutture societarie vadano considerate nell'ambito del metodo del prezzo medio. A tale proposito, ha stabilito che attraverso la scelta della struttura societaria non si deve poter influire su quale società del gruppo derivi un vantaggio in termini di prezzo, in modo tale che il gestore della rete di distribuzione, quale società del gruppo, non debba traslare tale vantaggio. Nel caso concreto, il Tribunale ha ritenuto ammissibile la considerazione congiunta del portafoglio energetico di due società sulla base delle condizioni economiche effettivamente praticate. In secondo luogo, il Tribunale ha dovuto decidere quale portafoglio energetico sia determinante per il metodo del prezzo medio. I ricorrenti interessati hanno suddiviso il loro portafoglio energetico in centrali elettriche destinate al commercio e centrali elettriche destinate al servizio universale. Il Tribunale è tuttavia giunto alla conclusione che la ratio e lo scopo dell'articolo 6 capoverso 5 LAEl escludano un'attribuzione diretta dei singoli costi. Inoltre, i vantaggi in termini di prezzo da traslare proporzionalmente non sarebbero limitati né dal punto di vista materiale né da quello temporale. Parimenti irrilevante è che la quantità di energia rilevante superi quella della vendita complessiva. Tutti i vantaggi di prezzo ottenuti sul libero mercato devono essere traslati proporzionalmente al servizio universale. In merito, i gestori di rete non avrebbero alcun potere discrezionale per decidere quali vantaggi in termini di prezzo traslare.

5.10 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 maggior-

mente 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 presentano strutture analoghe vengono raccolti in gruppi di confronto.

Per il calcolo degli indicatori la Commissione si serve dei dati che i gestori di rete le trasmettono 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.

5.11 Metrologia

Nella procedura 233-00093, la ElCom ha emanato una decisione concernente un sistema di misurazione intelligente di cui all'articolo 17a LAEl impiegato dal gestore di rete presso un consumatore finale nel servizio universale. Il consumatore finale rifiuta tale sistema, in particolare i trattamenti dei dati effettuati, e chiede che il contatore elettronico (il cosiddetto «smart meter») del sistema di misurazione intelligente sia nuovamente sostituito con uno meccanico di tipo tradizionale senza collegamento di comunicazione. Con decisione del 6 aprile 2021, la ElCom aveva già deciso che il gestore di rete poteva impiegare lo smart meter fino al termine della sua vita utile, dal momento che i consuma-

Ai fini della valutazione degli indicatori i gestori di rete vengono suddivisi in otto gruppi di confronto 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 annualmente ai gestori di rete. Nell'anno in esame, a causa delle risorse limitate, la ElCom ha tuttavia deciso di soprassedere per il momento all'invio dei risultati individuali ai gestori di rete.

Nella sessione autunnale del 2023 il Parlamento ha adottato la legge del 29 settembre 2023 su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili («atto mantello»). Il nuovo articolo 22a LAEl stabilisce che la ElCom deve effettuare confronti e renderli pubblici in modo appropriato. Nell'anno in esame la ElCom ha iniziato a lavorare all'attuazione di queste disposizioni legali e continuerà a portare avanti tali lavori.

tori finali devono tollerare l'impiego di un sistema di misurazione intelligente e non hanno alcun diritto a mantenere un contatore di corrente convenzionale. Solo nell'ambito del procedimento di ricorso dinanzi al Tribunale amministrativo federale è emerso che lo smart meter dispone di una funzione di spegnimento (cosiddetto circuit breaker). Il Tribunale ha ritenuto che, qualora mediante la funzione di spegnimento il prelievo di energia elettrica da parte del consumatore finale possa essere interrotto a distanza, essa rientrerebbe nella definizione di sistema di controllo e di regolazione intelligente ai sensi dell'articolo 17b capoverso 1 LAEl e il suo impiego necessiterebbe del consenso del consumato-

re finale interessato (art. 17b cpv. 3 LAEI). Con sentenza A-2372/2021 del 26 luglio 2022, ha pertanto parzialmente annullato la decisione della ElCom e rinviato la procedura a quest'ultima affinché verifichi se mediante la funzione di spegnimento il prelievo di energia elettrica da parte del consumatore finale possa essere interrotto a distanza.

Dagli accertamenti della fattispecie eseguiti dalla ElCom a tale fine, è emerso che la sua alimentazione di corrente può essere interrotta a distanza con la funzione di spegnimento e che non è possibile disattivare quest'ultima. Secondo i considerandi del Tribunale, vincolanti per la ElCom, la Commissione ha, quindi, dovuto qualificare la funzione di spegnimento presso il consumatore finale interessato quale sistema di controllo e di regolazione intelligente. Ne consegue che l'impiego di questa funzione richiede il consenso. Posto che il gestore di rete aveva installato la funzione di spegnimento per la gestione del credito e non per evitare un grave e imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete, non era possibile nemmeno in via eccezionale rinunciare al consenso (art. 8c cpv. 5 OAEI). Poiché il consumatore finale nega il consenso, manca quindi una base legale per l'impiego della funzione di spegnimento dello smart meter (o del sistema di misurazione intelligente).

Avendo il consumatore finale chiesto di sostituire lo smart meter con un contatore dell'elettricità di tipo convenzionale, la ElCom ha dovuto inoltre valutare, secondo le indicazioni del Tribunale amministrativo federale, se esso debba essere rimosso o se il requisito del consenso possa essere preservato anche in altro modo e se tali indicazioni siano preferibili per ragioni di proporzionalità. Stanti le circostanze del caso di specie, la ElCom ha ritenuto altresì che il divieto di utilizzare la funzione di spegnimento per scopi

diversi dai pericoli per l'esercizio sicuro della rete (unitamente alla comminazione di una pena in caso di violazione del divieto) sia una misura adeguata al fine di garantire che la funzione di spegnimento non venga impiegata senza il consenso del consumatore finale. Conseguentemente ha ponderato in quale modo le parti sarebbero colpite nei loro interessi con le due varianti di rimozione dello smart meter e di un divieto di attivazione della funzione di spegnimento. A tale proposito, la ElCom è giunta alla conclusione che lo smontaggio dello smart meter sarebbe sproporzionato. Essa ha considerato in particolare che una simile operazione da parte del gestore di rete comporterebbe dei costi, mentre il consumatore finale non sarebbe pregiudicato in maniera tangibile dalla mera esistenza della funzione di disinserimento.

Il consumatore finale ha inoltre contestato il trattamento dei suoi dati personali da parte del sistema di misurazione intelligente. In tal modo verrebbe violato il diritto fondamentale all'autodeterminazione informativa tutelato dalla Costituzione federale (Cost.) (art. 13 cpv. 2 Cost.), in quanto mancherebbero i presupposti dell'articolo 36 Cost. per una restrizione dei diritti fondamentali (base legale, interesse pubblico e proporzionalità). Il Tribunale amministrativo federale ha ordinato alla ElCom di valutare i trattamenti concreti dei dati che il gestore di rete effettua presso il consumatore finale interessato con il sistema di misurazione intelligente e di verificare se essi adempiono le summenzionate condizioni. Con il sistema di misurazione intelligente impiegato dal gestore di rete vengono effettuate numerose operazioni di trattamento dei dati. La ElCom ha stabilito che la maggior parte di esse soddisfa le condizioni di cui all'articolo 36 Cost. Per un numero limitato di operazioni di trattamento essa è tuttavia giunta alla conclusione che senza il consenso del

consumatore finale interessato non sussiste una base legale sufficiente e ha ordinato al gestore di rete di adeguare tali operazioni in modo da soddisfare le prescrizioni. La ElCom ha inoltre deciso che le operazioni di trattamento dei dati previste dalla legislazione in materia di approvvigionamento elettrico non rientrano nella definizione di profilazione della nuova legge sulla protezione dei dati (art. 5 lett. f LPD). La decisione, non ancora passata in giudicato, è pubblicata sul sito della ElCom.

Entro dieci anni dall'entrata in vigore della modifica del 1° novembre 2017, l'80 per cento di tutti i dispositivi di misurazione di un comprensorio deve soddisfare i requisiti per i sistemi di misurazione intelligenti (cosiddetto «smart meter rollout»; art. 31e cpv. 1 in combinato disposto con gli art. 8a e 8b OAEI). Nella decisione 212-00414, la ElCom ha confermato la precedente giurisprudenza secondo cui l'installazione e l'impiego di uno smart meter presso consumatori finali, produttori e gestori di impianti stoccaggio non necessitano del consenso degli interessati e questi devono concedere l'accesso al fondo al gestore di rete per la sostituzione del contatore di corrente di tipo convenzionale esistente con un sistema di misurazione intelligente. La decisione passata in giudicato è anch'essa pubblicata sul sito della ElCom. Per quanto concerne gli impianti FV Plug&Play (anche denominati impianti solari innestabili o centrali elettriche da balcone), la ElCom si è ripetutamente ritrovata ad affrontare la domanda se questi, su richiesta dei gestori degli impianti, abbiano il diritto di essere dotati di uno smart meter dal gestore di rete già prima del rollout ordinario. Secondo il diritto esistente, entro il termine previsto per la dotazione dell'80 per cento di tutti i disposi-

tivi di misurazione di un comprensorio, il gestore di rete può decidere autonomamente quando dotare i consumatori finali e i produttori di un sistema di misurazione intelligente ai sensi degli articoli 8a e 8b. Già al momento attuale, tuttavia, sono tenuti a dotarsi di un tale sistema, oltre ai consumatori finali che esercitano il loro diritto di accesso alla rete, anche i produttori se allacciano alla rete un nuovo impianto di produzione (art. 31e cpv. 1 in combinato disposto con il cpv. 2 lett. a e b OAEI; stato al 1° settembre 2023). Poiché gli impianti FV Plug&Play di regola immettono in rete solo piccole quantità di elettricità e la dotazione immediata di un sistema di misurazione intelligente può comportare costi relativamente elevati per i gestori di rete, questa regola per tali impianti era discutibile per considerazioni di proporzionalità. A far data dal 1° gennaio 2024 il Consiglio federale ha pertanto abrogato l'articolo 31e capoverso 2 lettera b OAEI e creato un nuovo articolo 31n OAEI, secondo cui, entro un termine di dieci anni, il gestore di rete continuerà in linea di massima a determinare quando fornire ai consumatori finali e ai produttori un sistema di misurazione intelligente ai sensi degli articoli 8a e 8b. L'eccezione secondo cui i produttori devono essere dotati di un tale sistema di misurazione intelligente indipendentemente dalla questione se allaccino alla rete un nuovo impianto di produzione vale ancora solo se l'installazione soggiace all'obbligo di autorizzazione di cui all'articolo 6 dell'ordinanza del 7 novembre 2001 sugli impianti a bassa tensione. Di conseguenza, a partire dal 1° gennaio 2024 i gestori di impianti FV Plug & Play non hanno più diritto a essere dotati di un sistema di misurazione intelligente immediatamente dopo l'allacciamento del loro impianto.

5.12 Rimunerazione per la ripresa di energia

Nel 2022 i prezzi da record nel commercio dell'energia elettrica hanno determinato anche un record di richieste relative alla remunerazione per l'obbligo di ritiro e di remunerazione (art. 15 LEn) per l'immissione di produzione propria di piccoli impianti (cosiddetta remunerazione per la ripresa di energia). Nel 2023 il numero di tali richieste è nettamente diminuito. La ECom ha ancora ricevuto con regolarità delle richieste in merito alla questione se l'obbligo di ritiro e di remunerazione valga anche per gli impianti FV Plug&Play. L'obbligo di ritiro e di remunerazione dell'elettricità si applica soltanto se essa proviene da impianti con una potenza massima di 3 MW o con una produzione annua massima, dedotto un eventuale consumo proprio, di 5000 MWh (art. 15 cpv. 2 LEn). In relazione all'obbligo di ritiro e di remunerazione del gestore, la legge prevede un limite superiore di potenza e di produzione, ma non un limite inferiore. L'obbligo di ritiro e di remunerazione dei gestori si applica quindi anche ai piccoli impianti FV come gli impianti FV Plug&Play. Come spiegato al capitolo 5.11, il Consiglio federale ha tuttavia previsto un'eccezione alla regola secondo cui gli impianti di produzione devono essere dotati di un sistema di misurazione intelligente subito dopo il loro allacciamento. Poiché l'immissione da questi impianti non può essere misurata se essi sono privi di tale sistema, il Consiglio federale ha altresì creato un nuovo articolo 12 capoverso 3 dell'ordinanza sull'energia (OEn) secondo cui per questi impianti il gestore di rete può prevedere un adeguato importo forfettario annuale per la remunerazione dell'elettricità immessa anziché installare anticipatamente un sistema di misurazione. Una rinuncia completa alla remunerazione dell'immissione da impianti FV Plug & Play sarebbe invece, secondo il parere del Consiglio fede-

rale, contraria alla volontà del legislatore. Per questo motivo ha rinunciato a inserire nell'OEn un limite inferiore per l'obbligo di ritiro e di remunerazione secondo l'articolo 15 LEn.

Va precisato inoltre che nella legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (modifica della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico, cosiddetto atto mantello), il Parlamento federale ha deciso di creare nuove regole per l'obbligo di ritiro e di remunerazione conformemente all'articolo 15 LEn. Si prevede in particolare che i gestori di rete debbano remunerare l'energia sulla base di un prezzo armonizzato su scala nazionale qualora non riescano ad accordarsi con il produttore sulla remunerazione. La remunerazione per l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili deve basarsi sul prezzo di mercato medio trimestrale al momento dell'immissione. Per gli impianti con una potenza fino a 150 kW il Consiglio federale stabilisce le remunerazioni minime. Queste si fondano sull'ammortamento di impianti di riferimento nel corso della loro durata di vita (art. 15 cpv. 1 e cpv. 1^{bis} della modifica della LEn; cfr. anche le regole per l'elettricità proveniente da impianti di cogenerazione forza-calore e il gas rinnovabile ai cpv. 1ter e 1quater).

Le nuove regole riformerebbero radicalmente il sistema di determinazione della remunerazione per la ripresa di energia e richiederebbero un adeguamento delle disposizioni dell'ordinanza, in particolare dell'articolo 12, capoverso 1, OEn. Contro l'atto mantello è stato tuttavia lanciato il referendum. Non è quindi ancora chiaro se le modifiche entreranno in vigore. La votazione sul referendum è prevista per il 9 giugno 2024.

6 Sorveglianza del mercato



Una maggior trasparenza nei mercati all'ingrosso riduce il rischio di distorsioni del mercato e dei segnali di prezzo, contribuendo a far sì che i clienti finali paghino un prezzo equo per l'energia elettrica acquistata.

6.1 Andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2023

Un anno all'insegna della distensione e delle energie rinnovabili. Così si può riassumere in una frase quanto accaduto sui mercati all'ingrosso. I prezzi sono scesi e anche la struttura dei prezzi tra la Svizzera e i Paesi limitrofi è tornata com'era usuale prima della crisi. In un primo momento è perdurato un calo del consumo di elettricità e gas, nonché un forte potenziamento delle energie rinnovabili.

Il 2023 è iniziato con il primo inverno dalla sospensione da parte della Russia della maggior parte delle esportazioni di gas tramite gasdotto verso l'Europa. I risparmi e la riduzione generalizzata dei consumi dell'industria, unitamente all'aggiunta rapida di terminali GNL, hanno permesso il rifornimento dei serbatoi di gas nel 2022, cosa che in precedenza era stata fortemente messa in dubbio. Ciò ha evitato interruzioni dell'approvvigionamento e, non appena è risultato chiaro che l'Europa avrebbe superato bene l'inverno particolarmente mite,

i prezzi del gas e, di conseguenza, dell'elettricità sono diminuiti. Ciò può essere osservato nell'andamento dei prezzi per il front year riportato nella figura 15. Nel corso dell'anno, inoltre, anche le centrali nucleari francesi sono state riattivate in gran parte. Nel frattempo sono sorti altri dubbi in merito alla loro disponibilità, motivo per cui il prezzo a termine francese è nuovamente aumentato a marzo 2023. In precedenza, nel 2022, il forte calo di disponibilità delle centrali nucleari aveva contribuito in modo sostanziale all'aumento dei prezzi senza precedenti. Alla fine del 2023 si è assistito a un nuovo abbassamento dei prezzi dell'elettricità, dovuto a un livello elevato di riempimento dei serbatoi di gas e a un consumo ancora basso di gas, che hanno avuto un effetto mitigatore sui prezzi del gas. Ciò è avvenuto nonostante il riaccendersi dei conflitti in Medio Oriente e all'incremento, come reazione, dei prezzi in ottobre. Con il ritorno continuativo delle centrali nucleari francesi, è

cambiata anche la struttura dei prezzi della Svizzera nei confronti dei Paesi limitrofi. All'inizio dell'anno, il prezzo italiano per il front year era ancora il più conveniente, da settembre l'Italia è di nuovo il Paese limitrofo più caro

e verso la fine dell'anno i prezzi della Francia sono scesi ancora al di sotto di quelli della Germania. Dalla prospettiva del mercato, la crisi appare quindi quasi conclusa, con prezzi ancora elevati rispetto al passato.



Figura 15: Andamento dei prezzi del mercato a termine per il carico di fascia nell'anno di fornitura 2024 (fonte: EEX)

I prezzi sul mercato spot hanno seguito l'andamento dei prezzi del gas, ma anche gli effetti meteorologici a breve termine, a causa della progressiva transizione energetica, esercitano un'influenza sempre maggiore. Ciò si evince dall'andamento dei prezzi di cui alla figura 16. Proprio nel semestre estivo, a causa dell'elevata immissione di energia fotovoltaica, il prezzo spot a mezzogiorno nei fine settimana è spesso sceso fino a 0 euro/MWh o addirittura al di sotto. Il punto più basso è stato toccato il 2 luglio 2023 a -143 euro/MWh, con l'effetto di prezzi di -500 euro/MWh nei Paesi Bassi e in Germania. Lì, i prezzi sono scesi ai minimi di

mercato a causa di un forte eccesso di domanda e di limiti di prezzo inadeguati. Ciò sottolinea l'importanza di una domanda e di una commercializzazione flessibili dell'energia in futuro. I picchi di prezzo si sono verificati tipicamente quando sono richieste singole centrali termiche solo per poche ore: il consumo aumenta al mattino, prima che la produzione fotovoltaica aumenti, e prima che il consumo diminuisca di nuovo, il sole è già tramontato. I prezzi sono fortemente legati ai Paesi limitrofi, ma a causa delle limitate capacità della rete di trasporto, questi picchi dei prezzi in Svizzera sono coperti solo in parte dall'estero.

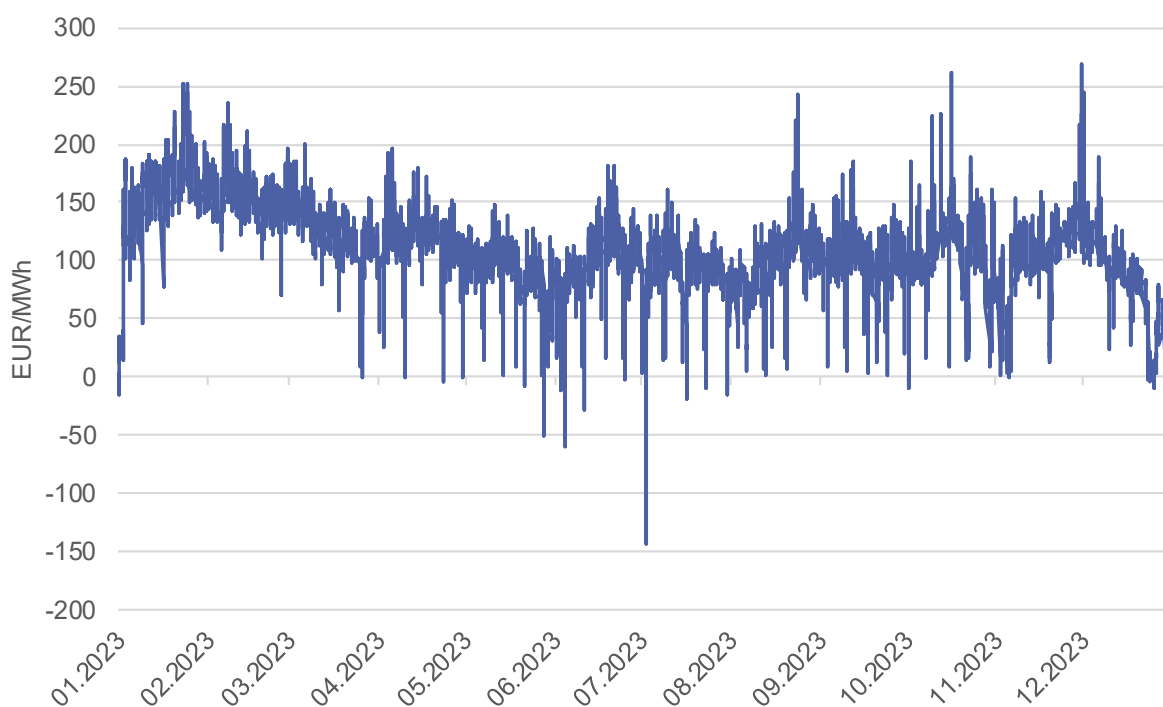


Figura 16: Prezzi orari per forniture di energia elettrica il giorno successivo in Svizzera (fonte: EEX)

6.2 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Nell'ambito del workshop di quest'anno della Sezione Sorveglianza del mercato della ElCom sono stati riferiti gli attuali sviluppi della sorveglianza del mercato in Svizzera. L'accento è stato posto in particolare sulle misure attualmente in vigore in Svizzera, come la LAiSE (legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica) e la LVTE (legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso). Sono stati però anche presentati i punti principali delle misure dell'UE in materia di assetto del mercato e i loro effetti sulla Svizzera.

Il tema attuale «Utilizzo di strumenti (commerciali) nel nuovo assetto di mercato» è stato analizzato da diversi punti di vista nella

seconda parte dell'evento. Si è trattato essenzialmente dei diversi aspetti dei Power Purchase Agreement (PPA). All'inizio dell'incontro l'UFE ha fornito una panoramica degli attuali sviluppi nel settore normativo. In seguito sono stati illustrati gli strumenti di copertura a lungo termine rispetto all'hedging tradizionale e il loro trattamento nell'ambito REMIT dal punto di vista di un regolatore dell'UE. Un rappresentante di Pexapark ha spiegato come un fornitore di PPA in Europa gestisce questi nuovi strumenti. Successivamente sono state presentate le aspettative relative ai PPA dal punto di vista dell'industria. Il rappresentante della borsa dell'energia elettrica EEX ha infine illustrato i sei principali malintesi riguardanti la sede di negoziazione virtuale regionale.

Come ogni anno, il workshop ha presentato la relazione annuale sulla trasparenza del mercato, che illustra ancora una volta in modo esauriente l'evoluzione annua dei mercati spot e a termine. La relazione fornisce inoltre una buona panoramica delle principali attività svolte dalla Sezione Sorveglianza del mercato nel corso dello scorso anno.

Quest'anno si sono svolti altri incontri con i regolatori dell'energia dei Paesi limitrofi. Questi scambi hanno permesso di discutere degli effetti degli elevati prezzi dell'energia nei singoli Paesi nonché degli attuali eventi di mercato e delle necessarie misure. Sono state discusse anche le misure previste per l'ulteriore sviluppo di REMIT

e gli adeguamenti dell'assetto di mercato nell'UE. In tale contesto si sono svolte anche sedute di coordinamento con SIX ed EPEX Spot.

In qualità di membro del CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT), anche quest'anno la ElCom ha collaborato a livello europeo all'elaborazione un questionario sulle attività dei singoli regolatori UE riguardo all'attuazione di REMIT. Tale questionario fornisce un'ottima panoramica delle attività di sorveglianza del mercato nell'UE. Nelle sedute che hanno luogo trimestralmente, la ElCom informa in merito all'attuale evoluzione dei prezzi per le diverse commodity e ai relativi retroscena.

6.3 Sorveglianza del mercato nel 2023 in cifre

Dall'inizio dell'obbligo di registrazione e di rendicontazione con l'entrata in vigore del regolamento REMIT nel 2015 e la successiva applicazione dell'articolo 26a^{bis} OAEI per le aziende elettriche che hanno sede in Svizzera e operano sui mercati UE, il numero di operatori di mercato che si registrano presso la ElCom è in continuo aumento. Nel 2023, 17 imprese hanno avviato la procedura di registrazione presso la ElCom, nove delle quali hanno potuto ultimare entro la fine dell'anno. Due imprese hanno cessato l'attività commerciale nel corso dell'anno scorso e la loro registrazione è stata cancellata. Il numero di operatori di mercato registrati presso la ElCom al 31 dicembre 2023 è quindi pari a 93. Un elenco degli operatori di mercato registrati è

pubblicato sul sito ufficiale della ElCom nella sezione «Sorveglianza del mercato».

Le informazioni in merito alle operazioni commerciali sul mercato dell'energia di queste aziende, soggette all'obbligo di rendicontazione, hanno continuato a essere trasmesse alla ElCom esclusivamente tramite i nove Registered Reporting Mechanisms (RRM) collegati ai sistemi IT della ElCom. Un altro RRM è ancora in fase di collegamento a fine 2023.

Come negli anni precedenti, i dati fondamentali e le pubblicazioni su informazioni privilegiate sono stati raccolti attraverso le proprie interfacce con la REGST dell'energia elettrica e la piattaforma per la trasparenza EEX.

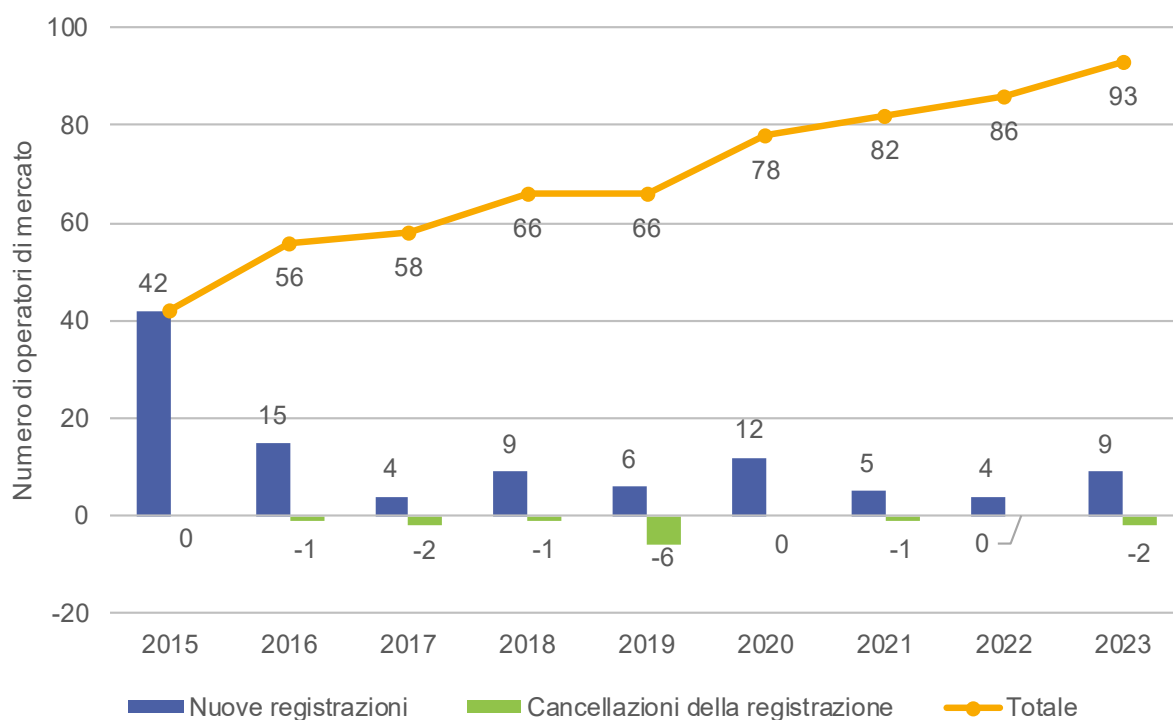


Figura 17: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati

Per i propri scopi di monitoraggio e sorveglianza, la Sezione Sorveglianza del mercato di ElCom ha inoltre utilizzato come riferimento, nei rapporti e nelle analisi allestite, anche informazioni come i prezzi di settlement per l'elettricità, il gas e il CO₂ di EEX e EPEX SPOT, i prezzi del carbone di Refinitiv e i dati dell'European Commodity Clearing (ECC). Anche i dati relativi ai livelli di riempimento dei bacini artificiali svizzeri, alle disponibilità delle centrali elettriche nei Paesi limitrofi e altre informazioni, provenienti talvolta da fonti pubbliche come Meteo Svizzera vengono consultati e utilizzati come preziosa integrazione per diverse attività di sorveglianza del mercato.

Dall'introduzione dell'obbligo di rendicontazione alla fine del 2015, a essere aumentato non è solo il numero di operatori di mercato registrati presso la ElCom, ma anche il numero di dati trasmessi alla ElCom tramite l'RRM

su suo mandato. Tra i dati trasmessi, anche nel 2023 i contratti standard hanno rappresentato la maggior parte delle comunicazioni. Nel 2023 la tendenza all'aumento è proseguita in modo ancora più marcato che negli anni precedenti. Con quasi 97 milioni di transazioni (trade e order), si registrano 37,4 milioni di comunicazioni in più rispetto all'anno precedente. I soli ordini comunicati ammontano a 75,3 milioni, il che corrisponde a un aumento di oltre il 74 per cento rispetto all'anno precedente, riconducibile soprattutto alla tendenza alla negoziazione sempre più a breve termine e al conseguente maggiore impiego di algoritmi di negoziazione automatizzati. Nel 2023 il numero di transazioni trasmesse è aumentato del 32 per cento rispetto al 2022. Ciò è dovuto principalmente all'introduzione della LAiSE e alla registrazione dei nuovi operatori di mercato e alle relative trasmissioni di dati.



Figura 18: Evoluzione del numero di transazioni comunicate

Il predominio delle operazioni spot su quelle a termine, affermatosi nel corso degli anni passati nel quadro dei contratti standard, si è mantenuto. Nel 2023 esse hanno costituito l'84 per cento di tutti i contratti standard comunicati rispetto all'89 per cento del 2022. Il calo è dovuto principalmente a un aumento delle correzioni e alla conseguente ritrasmissione dei dati effettuati da alcuni operatori di mercato per ragioni di qualità sulle operazioni a termine precedentemente comunicate.

Nel 2023 il numero di contratti non standard è sceso del 22 per cento, raggiungendo quasi di nuovo il livello del 2021. Ciò è da ricondursi all'esecuzione di un backloading nel 2022, che aveva aumentato il numero di contratti non standard comunicati.

I dati fondamentali disponibili sono stati 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, dei rapporti e delle pubblicazioni a cura della ElCom. Nel 2023 il numero di questi dati e delle informazioni privilegiate trasmesse è diminuito – circa 712 000 comunicazioni in meno rispetto al 2022, pari a una diminuzione di quasi il 13 per cento rispetto all'anno precedente.

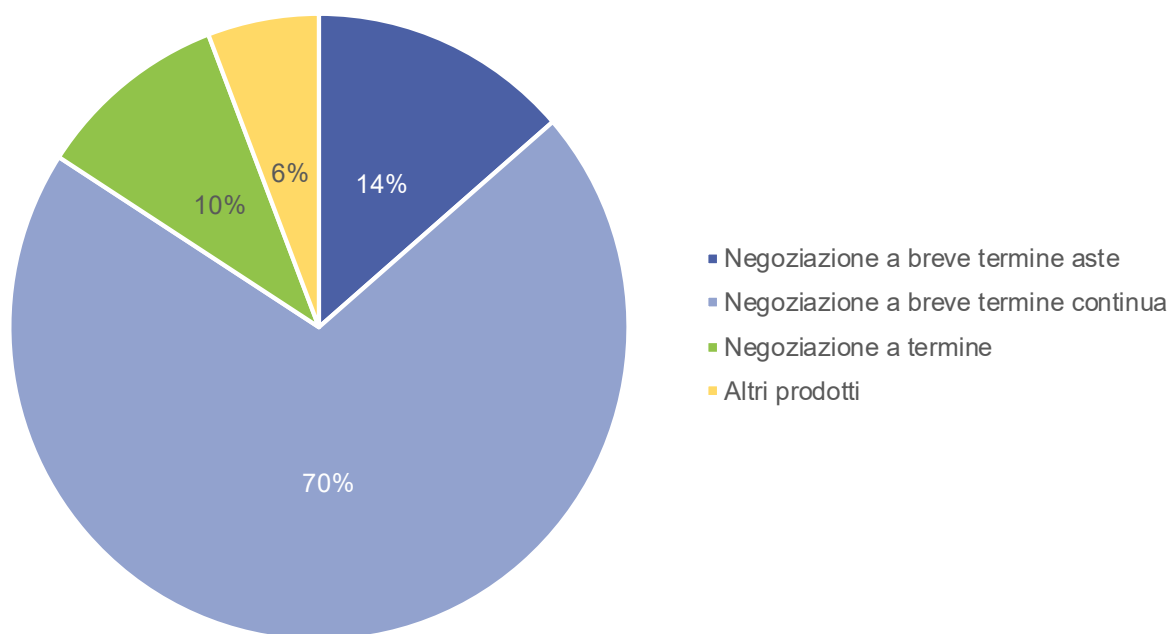


Figura 19: Ripartizione dei contratti standard secondo trading di breve termine e operazioni a termine

6.4 Esperienze di un anno con la LAiSE

Con la richiesta di Axpo SA per un sostegno finanziario da parte della Confederazione, il 1° ottobre 2022 è entrata in vigore la legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAiSE). Questa legge disciplina la concessione di aiuti finanziari per sostenere a titolo sussidiario le imprese del settore dell'energia elettrica di rilevanza sistemica con problemi di liquidità, al fine di garantire l'approvvigionamento di energia elettrica in Svizzera anche nel caso di sviluppi imprevisti.

Le imprese di rilevanza sistemica sono tenute a fornire alla ElCom e al Controllo federale delle finanze (CDF) i dati corrispondenti. Tutti i dati vengono scambiati tramite una Trust Room. Sulla base dei dati trasmessi, la

ElCom redige un rapporto di sorveglianza mensile che viene trasmesso all'UFE, il cui obiettivo è monitorare l'evoluzione della liquidità delle imprese di rilevanza sistemica e anticipare il fabbisogno di liquidità derivante dalle loro attività di negoziazione.

Sono stati inoltre condotti scambi mensili con le imprese di rilevanza sistemica al fine di migliorare e standardizzare i dati trasmessi, in particolare al fine di rendere comparabili i risultati delle analisi. Uno degli obiettivi della ElCom è anche quello di poter controllare la plausibilità dei dati trasmessi. Per poter fare ciò, l'attuale sistema di monitoraggio del mercato è stato implementato con un ulteriore modulo. Prima si doveva superare la sfida di integrare i dati della LAiSE trasmessi nelle applicazioni della ElCom.

Attualmente vengono analizzate le attività di negoziazione e hedging in diversi mercati, le posizioni aperte in borsa e nella negoziazione bilaterale per diversi periodi di consegna nonché le relative margin expositures disponibili. Parallelamente vengono analizzati gli indicatori di liquidità segnalati e l'evoluzione della liquidità delle imprese di rilevanza sistemica. Ciò avviene tramite gli stress test sulla liquidità messi mensilmente a disposizione per il margined portfolio. In uno scambio trimestrale con le imprese di rilevanza sistemica, le conclusioni della ElCom vengono loro presentate, discusse e definitivamente confermate.

Poiché la situazione di mercato è notevolmente cambiata rispetto all'autunno 2022, nell'autunno 2023 Axpo SA ha presentato alla Segreteria generale del DATEC la richiesta di riconsiderare la propria domanda di mutuo nell'ambito della LAiSE. Il fabbisogno di liquidità di Axpo SA si è notevolmente ridotto rispetto all'autunno 2022. Il motivo principale – quale conseguenza dei prezzi più bassi sul mercato dell'energia elettrica per le operazioni a termine – è la normalizzazione dell'ammontare delle garanzie da prestare in contanti (margin call). Anche la sussidiarietà

venuta meno a causa delle misure di solidarietà adottate deponeva a favore di un riesame.

Unitamente all'UFE, la ElCom ha analizzato la stabilità finanziaria sulla base delle informazioni messe a disposizione da Axpo SA e l'ha sintetizzata nei rapporti corrispondenti. Sulla base del positivo quadro complessivo illustrato, il 4 dicembre 2023 è stata accolta la domanda di Axpo SA di annullamento della decisione LAiSE del 5 dicembre 2022. Viene così a cadere il limite di credito massimo concesso di quattro miliardi di franchi. Conformemente all'articolo 19 capoverso 2 LAiSE, Axpo SA continua tuttavia a essere soggetta all'obbligo di informazione. Da dicembre 2023 fornisce soltanto dati secondo l'articolo 19 capoverso 2 LAiSE, come le altre due imprese di rilevanza sistemica, mentre fino a quel momento era tenuta a comunicare informazioni supplementari secondo l'articolo 19 capoverso 3 LAiSE.

La legge rimarrà in vigore fino alla fine del 2026, dopodiché verrà sostituita da altre norme, tra cui la legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE).

6.5 Maggiore trasparenza sul mercato svizzero - LVTE

Nell'ambito della seduta del 16 dicembre 2022 il Consiglio federale ha avviato la consultazione sulla LVTE. La nuova legge proposta obbliga gli operatori di mercato a trasmettere alla ElCom informazioni in merito alle loro transazioni e ai loro ordini di negoziazione. Contiene inoltre disposizioni che vietano l'insider trading e la manipolazione del mercato. Lo scopo è rafforzare la trasparenza, migliorare la sorveglianza dei mercati dell'energia all'ingrosso e aumentare la stabilità del sistema nonché la sicurezza dell'approvvigionamento. Si tratta del primo passo

verso la sostituzione del piano di salvataggio per le imprese di rilevanza sistemica del settore elettrico (LAiSE).

La nuova legge intende creare maggiore trasparenza e rafforzare la vigilanza, consolidando così la fiducia nell'integrità del mercato dell'energia all'ingrosso nonché la stabilità sistemica nei settori dell'elettricità e del gas. Inoltre verranno estese le competenze legali nel settore della vigilanza sul mercato all'ingrosso dell'elettricità e del gas. Seguirà un ulteriore progetto volto a

disciplinare in particolare le condizioni in materia di mezzi propri e liquidità.

Con la nuova legge federale LVTE il Consiglio federale intende regolare concretamente i seguenti punti:

- l'insider trading e la manipolazione del mercato nel commercio all'ingrosso di energia sono vietati come nella regolamentazione del mercato finanziario;
- gli operatori di mercato interessati sono tenuti a registrarsi presso la ElCom e a trasmettere informazioni sulle loro transazioni e sui loro ordini di negoziazione sul mercato all'ingrosso dell'energia;
- le informazioni da trasmettere sono i prodotti dell'elettricità o del gas generati, negoziati, stoccati, consegnati o trasportati in Svizzera, inclusi i relativi derivati. Sono esclusi i contratti con i consumatori, a meno che non influenzino in modo significativo i prezzi dell'energia.
- la fornitura dei dati può essere delegata dagli operatori di mercato. Le informazioni da rendicontare devono avvenire tramite fornitori di dati accreditati, i cosiddetti Registered Reporting Mechanism;
- gli operatori di mercato interessati devono rendere pubbliche informazioni privilegiate quali capacità, indisponibilità pianificate e non pianificate delle centrali elettriche e delle reti di trasmissione dell'energia. La ElCom può mettere a disposizione i dati online per aumentare la trasparenza;
- come finora previsto dall'articolo 26a^{bis} OAEL, le persone fisiche e giuridiche con domicilio o sede in Svizzera che operano sul mercato all'ingrosso dell'energia dell'UE devono fornire anche alla ElCom le informazioni che sono già state pubblicate conformemente al diritto europeo o trasmesse alle autorità europee e farsi registrare presso di essa;
- la ElCom è incaricata di raccogliere e valutare i dati, collaborare con altre autorità competenti in materia in Svizzera e all'estero e scambiare informazioni con queste ultime;
- la ElCom ha la facoltà di imporre gli obblighi degli operatori di mercato e sanzionare le violazioni;
- l'insider trading e la manipolazione del mercato nel commercio all'ingrosso di energia possono essere perseguiti penalmente.

Le nuove norme proposte in consultazione dal Consiglio federale interessano le imprese attive nel commercio di elettricità e di gas all'ingrosso, inclusa la società nazionale di rete e il gestore della rete di trasporto del gas, così come i principali consumatori finali. Il Consiglio federale può esonerarli dall'obbligo di rendicontazione. I gestori di rete e le aziende di approvvigionamento di medie e piccole dimensioni devono solo registrarsi presso la ElCom e non sono soggetti ad alcun obbligo di rendicontazione. Le nuove disposizioni sono generalmente conformi alle norme dell'UE sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT).

6.6 Impatto di REMIT 2 sugli operatori di mercato svizzeri

Il 13 dicembre 2023, è stato raggiunto nell'UE un accordo sull'adeguamento del regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT 1227/2011), che sarà adottato formalmente nel 2024. Il cosiddetto REMIT 2 è volto a migliorare la protezione contro la manipolazione del mercato nell'UE sul mercato dell'energia all'ingrosso.

Diversamente dal regolamento REMIT attualmente in vigore, saranno presumibilmente introdotti i seguenti punti, già considerati nella LVTE:

- estensione della definizione di operatori di mercato ai gestori della rete di distribuzione, ai gestori di impianti ad accumulazione e ai gestori di impianti di GNL. La definizione di mercati organizzati è stata estesa alle piattaforme di capacità energetica;
- in tale contesto, anche la definizione dei prodotti è stata estesa ai contratti di stoccaggio di energia elettrica o gas e ai relativi derivati. I dati relativi a transazioni e ordini di negoziazione destinati a mantenere la stabilità del sistema o a compensare eventuali divergenze nelle reti svizzere dell'elettricità o del gas devono essere trasmessi soltanto dalla Società nazionale di rete e dai gestori di reti svizzere di trasporto del gas.
- tutte le piattaforme di informazione privilegiata (Insider Information Platform, IIP) che pubblicano informazioni privilegiate devono essere accreditate. Ciò vale

anche per i fornitori che comunicano i dati per gli operatori di mercato interessati, il cosiddetto Registered Reporting Mechanism (RRM);

- le persone che organizzano transazioni a titolo professionale (PPAT) sono tenute a monitorare e segnalare presunte violazioni.

Il REMIT 2 mira ad avvicinare la regolamentazione del mercato energetico a quella del mercato finanziario. Un punto importante a tale proposito è colmare le lacune e completare la raccolta dei dati. Ciò riguarda in particolare la trasmissione, da parte di mercati organizzati, di orderbook-view su mercati accoppiati. Un altro obiettivo è quello di migliorare la trasparenza del mercato mediante un monitoraggio specifico nel settore del gas naturale liquefatto (GNL) da parte dell'ACER.

La sorveglianza rafforzata della negoziazione algoritmica mediante l'implementazione obbligatoria di sistemi efficaci e di controlli del rischio non è attualmente inclusa nella LVTE. Inoltre, non è attualmente prevista alcuna comunicazione della ElCom in merito alla messa a disposizione di un accesso elettronico diretto.

Gli operatori di mercato svizzeri che operano nell'UE dovranno ora designare un rappresentante autorizzato in uno degli Stati dell'UE e conferirgli un mandato scritto ad agire per loro conto. Per evitare di generare oneri supplementari e svantaggi competitivi per gli operatori di mercato interessati in Svizzera, le modifiche necessarie dovrebbero essere inserite anche nella LVTE.

6.7 Nuovo assetto del mercato UE

La riforma del mercato dell'energia elettrica è la risposta sostanziale dell'UE alla crisi energetica del 2022. Il contesto è costituito soprattutto dalla dipendenza del mercato elettrico a termine dalla pressione sui prezzi delle centrali elettriche convenzionali (in particolare a gas). Tale meccanismo è denominato «principio del merit-order». Le nuove norme mirano a ridurre la dipendenza dei prezzi dell'elettricità dal prezzo dei combustibili fossili. A tal fine sono state implementate a lungo termine diverse misure, tra cui regole dei prezzi nel merit-order, promozione della produzione di energie rinnovabili mediante contratti diffe-

renziali, contratti di fornitura di energia elettrica a lungo termine, nonché contratti a prezzo fisso per i clienti finali. Gli obiettivi sovraordinati sono evitare aumenti eccessivi dei prezzi sul mercato dei clienti finali e garantire la produzione di energia elettrica mediante appositi strumenti di promozione. Il 14 dicembre 2023, con la riforma del mercato dell'energia elettrica, la Commissione europea, il Consiglio europeo e il Parlamento europeo hanno concordato un pacchetto completo che sarà attuato a partire dal 2024. La ElCom seguirà tali sviluppi e osserverà le implicazioni sul mercato dell'energia svizzero.

7 Affari internazionali



Il commercio transfrontaliero di energia elettrica è estremamente importante sia dal punto di vista economico che per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. La ElCom accoglie pertanto con favore l'intenzione del Consiglio federale di concludere un accordo bilaterale sull'elettricità tra l'Unione europea e la Svizzera.

7.1 Gestione delle congestioni

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

Siccome le capacità di importazione ed esportazione disponibili sono limitate, esse vengono attribuite secondo procedure orientate al mercato, conformemente all'articolo 17 capoverso 1 LAEl. Valgono tuttavia 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 a determinate 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 maggiore 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)».

Nel frattempo è possibile assegnare in modo implicito le capacità lungo tutte le frontiere dell'UE. 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 loca-

le 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.

Senza un accordo sull'energia elettrica con l'UE, non è tuttavia possibile alcuna partecipazione della Svizzera all'FBMC. L'assegnazione delle capacità alle frontiere svizzere rimane dunque diversa a seconda della frontiera e degli intervalli temporali: nelle aste annuali, mensili e day-ahead, il Joint Allocation Office (JAO S.A.) effettua aste esplicite in tutte le frontiere della Svizzera. Nel commercio intraday, invece, nella maggior parte delle frontiere svizzere si svolge il cosiddetto «continuous trading» esplicito con una procedura «first-come-first-served» (le capacità ancora disponibili vengono assegnate da Swissgrid e dal gestore limitrofo della rete di trasporto).

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 interzonali una quota minima del 70 per cento della capacità di tutte

le linee, affinché l'integrazione del mercato e la sicurezza degli approvvigionamenti migliorino a livello paneuropeo. Per questo 70 per cento di capacità transfrontaliera l'UE consente eventuali eccezioni fino alla fine del 2025; nel 2023, 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 2023 la Germania doveva raggiungere il 40,8 e la l'Austria il 39,0 per cento. Maggiori informazioni circa la considerazione dei flussi svizzeri negli obiettivi del 70 per cento sono consultabili al punto 3.4 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 2025. La preparazione a livello nazionale per consentire la partecipazione degli operatori di mercato svizzeri è in corso ed è coordinata da Swissgrid. La ElCom accompagna questi lavori e rappresenta gli interessi della Svizzera a livello di UE nelle discussioni tra i regolatori.

7.2 Merchant Lines

Le merchant line sono elettrodotti transfrontalieri che, in forza di una deroga, sono esclusi dall'obbligo di concedere a terzi l'accesso alla rete. La capacità di tali linee è appannaggio del

gestore di rete, mentre la sua utilizzazione è riservata all'investitore. Le eccezioni riconosciute sono a tempo determinato; alla scadenza del termine la proprietà della linea viene

trasferita alla Società nazionale di rete. Attualmente in Svizzera non esistono merchant line.

Sono proseguite le discussioni relative alla realizzazione di una nuova merchant line dalla Svizzera all'Italia lungo un tracciato esistente ma non più utilizzato. Nell'anno in esame è

stato richiesto alla ElCom il riconoscimento di un'eccezione rispetto all'accesso alla rete come merchant line. Per la valutazione della richiesta è determinante l'ordinanza del DA-TEC concernente le eccezioni all'accesso alla rete e nel calcolo dei costi di rete computabili nella rete di trasporto transfrontaliera (OEAC).

7.3 Centrali di frontiera

Lungo la frontiera svizzera vi sono 30 centrali idroelettriche che producono energia dalle acque di confine. Spesso per queste centrali idroelettriche di frontiera la ripartizione dell'energia tra gli Stati è disciplinata da vecchi trattati in essere tra la Svizzera e il Paese confinante. Per alcune di esse, la quantità di energia stabilita contrattualmente viene fornita al Paese confinante attraverso la rete di trasporto transfrontaliera. Le capacità nella rete di trasporto transfrontaliera vengono in linea di principio attribuite mediante aste (cfr. il precedente capitolo 7.2 Merchant Line e il capitolo 7.5 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione).

Dal 1° ottobre 2017, la legislazione svizzera in materia di approvvigionamento elettrico accorda espressamente una priorità nell'attribuzione delle capacità a livello della rete di trasporto transfrontaliera per le forniture da centrali idroelettriche frontaliere. Tuttavia, i

gestori della rete di trasporto e le autorità tedesche considerano tali priorità incompatibili con il diritto europeo e tedesco, ragion per cui l'assegnazione prioritaria di capacità sulla frontiera tra la Germania e la Svizzera non può essere effettuata. Nell'anno in esame la ElCom ha stabilito mediante decisione in due procedure come debba essere realizzato il diritto delle centrali idroelettriche frontaliere interessate a un'attribuzione prioritaria di capacità: le società di gestione acquistano dapprima le capacità di trasporto necessarie all'asta ordinaria. In seguito, ad avvenuta fornitura transfrontaliera, è possibile chiedere a Swissgrid il rimborso della quota svizzera dei proventi dell'asta.

Contro una delle due decisioni è stato interposto ricorso. Alla fine dell'anno in esame il procedimento di ricorso era pendente presso il Tribunale amministrativo federale.

7.4 Proventi da aste

Le limitate capacità transfrontaliere della rete di trasporto 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 il mantenimento o il potenziamento della rete di trasporto (art. 17 cpv. 5 LAEI). Swissgrid propone la destinazione desiderata alla ElCom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'impiego di tali entrate (art. 22 cpv. 2 lett. c LAEI).

Per l'utilizzo dei proventi da aste del 2022, Swissgrid ha chiesto una deroga rispetto alla 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 ElCom non ha dato seguito a tale richiesta e ha ribadito il rapporto di destinazione del 65 e 35 per cento, essendo gli effetti speciali citati già prevedibili da tempo e non avendo la pandemia di COVID-19 più colto così di sorpresa come nel 2020.

Per l'utilizzo dei proventi da aste del 2023, Swissgrid ha chiesto, come l'anno precedente, una deroga rispetto alla destinazione del 65 per cento al mantenimento e al potenziamento della rete di trasporto e del 35 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima. 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 ElCom 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 dovrebbe essere 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 2022, Swissgrid ha presentato una domanda di riesame sull'utilizzo dei proventi da aste del 2023. Tale domanda era motivata dal fatto che il contesto geopolitico e di economia di mercato sarebbe sostanzialmente mutato dopo la decisione della ElCom. La ElCom non è entrata nel merito della domanda di riesame con decisione del 7 febbraio 2023: da un lato, secondo il parere della ElCom la decisione sui proventi da aste è di volta in volta una decisione relativa a una fattispecie conclusa. Come stabilito con Swissgrid, tali decisioni vengono prese in anticipo annualmente per svariati motivi, per cui possono essere considerati anche eventuali cambiamenti dei rapporti. Dall'altro, secondo la ElCom non si era in presenza di mutati rapporti, tali da comportare l'erroneità della decisione della ElCom e giustificare un riesame. Il 14 marzo 2023, non essendo la ElCom entrata nel merito, Swissgrid ha presentato ricorso contro la domanda di riesame presso il Tribunale amministrativo federale. Con decisione A-1317/2023 del 21 novembre 2023, il Tribunale amministrativo federale ha respinto il ricorso, confermando in tal modo la non entrata nel merito della domanda di riesame da parte della ElCom. Secondo il Tribunale amministrativo federale, né dal punto di vista dei consumatori finali né degli interessi a medio termine di Swissgrid sono ravvisabili indizi sufficienti per ritenere che la decisione della ElCom del 22 febbraio 2022 potrebbe eventualmente rivelarsi a posteriori errata a fronte di una modifica sostanziale dei fatti. La sentenza del Tribunale amministrativo federale è passata in

giudicato. Pertanto, i proventi da aste del 2023 vanno impiegati nel rapporto di destinazione deciso dalla Elcom del 65 per cento per il mantenimento e il potenziamento della rete di trasporto e del 35 per cento per la riduzione dei costi computabili di quest'ultima.

Per l'utilizzo dei proventi da aste del 2024, Swissgrid ha chiesto una deroga rispetto alla destinazione del 65 per cento per il mantenimento e il potenziamento della rete di trasporto e del 35 per cento per la riduzione dei costi computabili di quest'ultima. Il motivo è stato il netto aumento dei costi rispetto all'anno precedente, dovuto tra l'altro alla riduzione proporzionale della copertura insufficiente attesa per la fine del 2022, agli elevati costi di acquisto legati agli alti prezzi sui mercati dell'energia elettrica e ai compiti supplementari affidati a Swissgrid dal legislatore a causa della minaccia di penuria di energia elettrica.

Secondo la ElCom, i prezzi elevati sui mercati dell'energia elettrica e i costi supplementari dovuti alle misure adottate a causa della minaccia di penuria di energia elettrica costituiscono una situazione non prevedibile una seconda volta in questa forma. Per questo motivo, per l'anno 2024 la ElCom ha ritenuto opportuno utilizzare i proventi da aste esclusivamente per coprire i costi computabili, in modo da sgravare a breve termine i consumatori finali. Nell'anno in esame ha pertanto accolto le richieste di destinazione dei proventi da aste 2024 di Swissgrid SA.

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 il loro impiego in particolare per il potenziamento 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 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), di energia di regolazione terziaria lenta (TERRE) e 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 menzionate, ma gli stessi meccanismi sono stati introdotti anche per il mercato locale. Tale situazione permarrà fintantoché la partecipazione sarà impedita dai procedimenti giudiziari in corso o dall'assenza di un accordo sull'energia elettrica. La cooperazione FCR tra i gestori delle reti di trasporto risale ad ancor prima dell'introduzione dei network code europei ed è ora la prima cooperazione regionale che realizza un'armonizzazione del mercato se-

condo il metodo stabilito nella Guideline on Electricity Balancing (EBGL).

La tendenza generale, che spinge anche le attività di bilanciamento sempre più verso il tempo reale, porta a nuovi adeguamenti regolari nella configurazione dei prodotti energetici di regolazione e delle relative piattaforme. Ne sono un esempio l'introduzione di MARI e PICASSO e le discussioni in corso sulla ristrutturazione di TERRE, che in futuro opererà con cadenza di 1/4 ora (96 anziché 24 gate). Un altro esempio è l'introduzione, a luglio 2020, di aste D-1 per la regolazione primaria 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. 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.

7.6 Organismi internazionali

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 5 LAEI, la ElCom coordina la sua attività con le autorità estere di regolazione e rappresenta la Svizzera nei relativi organismi.

Dalla disdetta del memorandum d'intesa con la ElCom da parte dell'ACER nel 2021, che consentiva la partecipazione della ElCom ai gruppi di lavoro dell'ACER, la ElCom si adopera per colmare questa mancanza di informazioni a livello di UE mediante scambi bila-

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 REGST dell'energia elettrica e dell'Agenzia europea ACER. La REGST dell'energia elettrica 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 della 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.

terali e per continuare a difendere gli interessi della Svizzera. A livello della Commissione si tengono a intervalli regolari incontri con i regolatori dei Paesi limitrofi. Nel 2023 si sono svolti due incontri bilaterali, uno tra la ElCom e l'Agenzia federale della rete di Bonn e l'altro con E-Control a Vienna.

Con i regolatori di «Italy North» ha luogo un contatto multilaterale e regolare a livello tecnico, e ciò nell'ambito dell'implementa-

zione dei metodi di calcolo della capacità (CACM GL) e di esercizio del sistema (SO GL). La ElCom e Swissgrid sono pienamente coinvolte in questi lavori, ma senza diritto di voto ufficiale. Nella maggior parte dei casi le riunioni vengono convocate ad hoc.

Per quanto riguarda «Core», la cooperazione è più formale, in particolare a causa del numero molto più elevato di Paesi. L'IG (Implementation Group) si riunisce sei volte l'anno con i rappresentanti dei regolatori e dei gestori delle reti di trasporto (GRT). Un giorno prima della riunione dell'IG si tiene un incontro preparatorio tra i regolatori. La ElCom viene sì invitata a partecipare, ma solo per i punti all'ordine del giorno che riguardano direttamente la Svizzera.

Attualmente l'IG si occupa di diverse tematiche, come la considerazione della Svizzera nel metodo di calcolo della capacità DA, l'implementazione del metodo di coordinamento delle misure di sgravio (ROSC) e la preparazione della fusione ITN/Core. Per quanto riguarda l'ultimo punto, nel 2023 si sono svolti due kick-off meeting supplementari a Monaco di Baviera e a Roma, in occasione dei quali ElCom e Swissgrid hanno rappresentato gli interessi della Svizzera. Alla fine del 2023 è stato creato il cosiddetto «Merger Sponsor Team», in cui sono rappresentati i cinque GRT di «Italy North» (compresa Swissgrid), le NRA di Francia, Austria e Italia nonché la ElCom e l'ACER. L'obiettivo è quello di coordinare i lavori di preparazione per la fusione.

Inoltre, la ElCom 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, hanno continuato a essere particolarmente impegnati nel 2023: infatti, le numerose revisioni legislative nell'UE e la crisi energetica toccano

gran parte delle loro competenze e la protezione dei consumatori di gas ed elettricità. Il CEER ha inoltre partecipato ai preparativi per l'ottavo WFER (World Forum on Energy Regulation) (Lima, agosto 2023). La ElCom ha rinunciato a partecipare.

Nel 2023 l'«OECD Network of Economic Regulators (NER)» ha festeggiato il suo decimo anniversario di attività. Dal 2021 esso si occupa della dotazione di risorse e della pianificazione e valutazione operativa strategica dei regolatori economici e, in un contesto più ampio, delle tematiche orizzontali «Green Government» e della promozione dell'innovazione che hanno caratterizzato globalmente il lavoro dell'OECD dal 2022. Nel 2023 l'OECD NER ha approfondito i suoi lavori ed indicatori occupandosi di gestione dei regolatori secondari (relazione attesa nel 2024), ma anche del ricorso alla digitalizzazione, ai big data e all'analisi quantitativa per migliorare l'efficacia delle decisioni normative e misurare il loro impatto.

Come da ultimo nel 2018, nel 2023 l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), in collaborazione con l'UFE, ha sottoposto a un esame approfondito la politica energetica svizzera. Essa raccomanda tra l'altro il potenziamento delle reti elettriche e l'accelerazione delle procedure di autorizzazione in relazione alle infrastrutture energetiche critiche o alle energie rinnovabili, al fine di sostenere la transizione energetica e limitare la dipendenza della Svizzera dalle importazioni, soprattutto in inverno.

L'AIE propone inoltre di allineare le prescrizioni svizzere per il mercato dell'energia elettrica alla legislazione dell'UE e di creare le basi legali per il mercato del gas, che comprendano anche l'istituzione di un'autorità nazionale di regolazione indipendente incaricata di vigilare su tale mercato. Secondo l'AIE, con queste ri-

forme la Svizzera potrebbe prepararsi a una possibile integrazione nel mercato interno europeo dell'energia elettrica.

Il Consiglio federale e la Commissione europea intendono inoltre riprendere nel 2024 i negoziati per un accordo bilaterale sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE, portando avanti parallelamente i negoziati, finora bloccati, su una collaborazione più stretta in diversi altri settori (libera circolazione delle persone, ricerca, sanità ecc.).

Nel contesto dell'attuale crisi, l'UE ha continuato ad adoperarsi per ridurre la sua dipendenza dal gas naturale russo e, in generale, dai combustibili fossili. A tal fine ha prorogato diverse misure d'emergenza, alcune delle quali sono state recepite nella riforma anticipata del quadro giuridico dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione allo scopo di accelerare la transizione energetica nell'UE, promuovere prezzi dell'energia più stabili e competitivi e tutelare la sicurezza dell'approvvigionamento dell'UE, della sua industria e dei suoi consumatori mediante ulteriori misure che tengano conto delle persistenti incertezze geopolitiche ed economiche (cfr. cap. 6.7 Nuovo assetto del mercato UE).

La riforma dell'assetto del mercato dell'elettricità dell'UE (EU Electricity Market Design) è accompagnata da una riforma del mercato del gas e dell'idrogeno dell'Unione, che mira, tra l'altro, a creare sinergie. L'obiettivo è rafforzare la resilienza del sistema del gas e promuovere i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio (la cui quota nell'UE passerà dal 5 per cento nel 2023 al 66 per cento nel 2050). In tal modo si limita al 2049 la scadenza dei contratti a lungo termine per il gas fossile e si sostiene la creazione di un mercato e di un'infrastruttura specifica per l'idrogeno (entro il 2030 si punta a 40 GW di capa-

cità di elettrolisi per l'idrogeno rinnovabile). Gli scambi con i paesi terzi vengono agevolati e viene creata una rete europea dei gestori di reti per l'idrogeno (ENNOH – European Network of Network Operators for Hydrogen).

Un'altra modifica importante riguarda la revisione del regolamento (UE) 1227/2011 (regolamento REMIT), che attribuisce ulteriori competenze all'ACER e mira a migliorare la protezione dell'UE contro la manipolazione dei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas (cfr. capitoli 6.2 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e 6.7 Nuovo assetto del mercato UE).

L'UE ha avviato ulteriori riforme in linea con gli impegni assunti nell'ambito dell'Accordo di Parigi sul clima (2015), del Green Deal (EU Green Deal; 2019) e con l'intenzione di rendere l'economia dell'UE la prima al mondo per neutralità climatica entro il 2050 (a questo riguardo, un ruolo può essere svolto dall'energia nucleare). L'UE punta in particolare su

- efficienza energetica: la nuova direttiva (UE) 2023/1791 sull'efficienza energetica (DEE III) mira a ridurre il consumo finale di energia in tutta l'UE di almeno l'11,7 per cento entro il 2030 rispetto al 2020 (ossia una riduzione di almeno il 40% rispetto al 2007 invece del precedente obiettivo del 32,5% entro il 2030); e su
- energie rinnovabili: la direttiva riveduta sull'energia da fonti rinnovabili (UE) 2023/2413 (RED III) stabilisce che entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo di energia finale lordo deve obbligatoriamente raggiungere il 42,5 per cento (nel 2022 tale quota era ancora del 23 per cento). L'obiettivo indicativo è del 45 per cento (la precedente versione della direttiva [UE] 2018/2001 [RED II]

prevedeva solo una quota del 32%). Le procedure di autorizzazione semplificate e accelerate per i progetti nel settore delle energie rinnovabili dovrebbero contribuire al raggiungimento di tale obiettivo.

Inoltre, nel 2023 l'UE ha definito una strategia per promuovere l'energia solare ed eolica e intensificherà il suo sostegno alle infrastrutture energetiche nei prossimi anni. Tra le altre cose, intende investire 400 miliardi di euro nello sviluppo delle infrastrutture di rete offshore entro il 2050 per collegare parchi eolici nell'UE e nelle acque britanniche e norvegesi, consentendo così un aumento massiccio dell'energia eolica tra il 2030 e il 2050.

A tal fine, per il periodo fino 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. L'UE ha bisogno di un solido quadro normativo per lo sviluppo dei mercati dell'energia. Deve favo-

rare i consumatori di energia (compresi i clienti vulnerabili) e la decarbonizzazione.

Oltre al settore energetico, dal 2021 molti altri settori sono interessati da un centinaio di ulteriori riforme legislative (industria, edilizia, trasporti, agricoltura ecc.; pacchetto dell'UE «Pronti per il 55» [Fit for 55]). Gran parte del diritto europeo è, quindi, conforme all'obiettivo vincolante della normativa europea sul clima (regolamento [UE] 2021/1119), di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas serra all'interno dell'UE di almeno il 55 per cento rispetto al 1990.

Con la revisione della normativa sul clima si stabilisce un nuovo obiettivo climatico e vengono decisi nuovi obiettivi intermedi per il 2040. La revisione della normativa sarà oggetto di discussione alle prossime elezioni europee (giugno 2024) e costituirà una sfida per il neoeletto Parlamento europeo e per la nuova Commissione europea della legislatura 2024-29.

8 Prospettive

Sicurezza dell'approvvigionamento e questioni internazionali

Alla fine dell'anno in esame, le prospettive sulla sicurezza dell'approvvigionamento per il 2024 sono nettamente più distese rispetto a un anno fa: la disponibilità delle centrali nucleari francesi è elevata come non lo era da tempo e anche la disponibilità di gas sembra relativamente ben garantita. Questo andamento positivo si riflette anche nei prezzi del mercato a termine e dovrebbe, seppure con un certo ritardo, comportare nuovamente una diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti finali. Tuttavia, l'attuale situazione geopolitica non consente di dare completamente il cessato allarme. I conflitti lungo le catene di approvvigionamento del gas e del petrolio continuano ad avere il potenziale di esacerbare la situazione dell'approvvigionamento. Per questo motivo, anche per il prossimo inverno è prevista la messa a disposizione di una riserva termica e di una di energia idroelettrica.

Anche la questione della disponibilità della rete dovrebbe diventare sempre più importante in futuro. Le questioni fondamentali sono le seguenti: potrà essere garantito l'allacciamento della produzione decentralizzata? Nuove linee o la sostituzione di linee esistenti potranno essere autorizzate e realizzate nei tempi necessari? La cosiddetta offensiva di rete potrebbe contribuire a migliorare la situazione.

Nel contesto internazionale l'accento è posto su un migliore coordinamento nel calcolo della capacità di rete transfrontaliera. I lavori tecnici a tal fine necessari hanno raggiunto un livello abbastanza avanzato. L'obiettivo è garantire la sicurezza della rete svizzera e in questo contesto anche le possibilità di importazione ed esportazione, pure nell'ambito dell'ulteriore ottimizzazione a livello europeo. Qui, i conflitti di obiettivi nella fase di ottimizzazione e il requisito dell'unanimità

dei GRT e dei regolatori coinvolti costituiscono una sfida. Ciò comprende anche la garanzia della stabilità del sistema per le operazioni di negoziazione quasi in tempo reale. Questo settore sta diventando sempre più importante a causa della crescente volatilità e dell'ottimizzazione geografica più estesa. Vanno inoltre segnalati i lavori preparatori per un accordo sull'energia elettrica. Sono ripresi a tale riguardo i negoziati tra l'UE e il Consiglio federale. La certezza del diritto è importante per ottimizzare ulteriormente l'esercizio del sistema a livello continentale. Tuttavia, secondo la valutazione della ElCom, è indispensabile garantire un'adeguata capacità di produzione indigena indipendentemente dalla stipula di un accordo sull'energia elettrica.

Sorveglianza del mercato

A livello europeo, nel 2023 è stato raggiunto un accordo provvisorio sulla modifica del regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, che dovrebbe entrare in vigore nel 2024. In futuro anche la ElCom presterà maggiore attenzione all'analisi dell'evoluzione dei prezzi sui mercati dell'energia di regolazione, nonché all'efficienza e all'adeguatezza dei prezzi su tali mercati. La sorveglianza del mercato della ElCom continua a concentrarsi sulle analisi in seguito alle estreme distorsioni del mercato della passata crisi. In questo contesto vengono analizzati i motivi e la giustificabilità dei rialzi estremi dei prezzi a breve termine sulle borse dell'energia elettrica.

Nel corso del 2024 saranno trattati a livello legislativo due progetti rilevanti per la sorveglianza del mercato della ElCom. Si tratta, da un lato, della legge federale sulla vigilanza e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (LVTE), che prevede anche il divieto di insider trading e di manipolazione del mercato. Dall'altro, è in preparazione un altro progetto

to destinato a sostituire il piano di salvataggio finanziario per le imprese di rilevanza sistemica (LAISE) e a introdurre al posto di quest'ultimo prescrizioni concernenti, ad esempio, la liquidità, la dotazione di capitale o la business continuity (BCM). In entrambi i casi, alla ElCom competerebbe una funzione di vigilanza.

Prezzi e tariffe

A causa delle tariffe dell'energia costantemente elevate, anche nel 2024 la ElCom porterà avanti il suo impegno nella verifica dei costi dell'energia presso i gestori di rete. L'accento sarà posto su temi quali l'efficienza dell'approvvigionamento di energia, l'acquisto a prezzi equi nelle relazioni di gruppo e nell'ambito delle partecipazioni incrociate nonché nel settore delle garanzie di origine.

Parallelamente vengono avviati i lavori preparatori per l'attuazione di nuovi requisiti normativi in vista di un'entrata in vigore dell'atto mantello all'inizio del 2025. Alla luce delle tariffe per l'elettricità ancora elevate e del fatto che nemmeno nell'attuale revisione della LAEl i clienti finali ottengono il diritto, previsto originariamente, di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica, la ElCom proseguirà le sue attività di monitoraggio e verifica nel settore energetico, ossia approvvigionamento di energia, prodotti energetici e costi dell'energia.

Inoltre, le nuove norme previste nell'atto mantello saranno esaminate in vista dei necessari adeguamenti delle attività di monitoraggio e verifica, e le relative strategie di controllo saranno elaborate in funzione di come verranno strutturate le disposizioni d'esecuzione relative all'atto mantello e dell'esito del referendum sull'atto mantello. Inoltre, nel 2024 continuerà a essere realizzato e ampliato l'ambito delle attività di monitoraggio e verifica basate sull'analisi dei dati per le verifiche dei costi e delle tariffe orientate ai rischi e all'efficacia.

Procedimenti

Per quanto riguarda i procedimenti si attendono numerose decisioni in merito al rollout degli smart meter in relazione, tra l'altro, alla radioprotezione o ai costi supplementari delle letture manuali. La ElCom continuerà a occuparsi anche del metodo del prezzo medio e dell'eliminazione delle coperture insufficienti. È inoltre pendente una controversia relativa al contratto di utilizzazione della rete tra Swissgrid e un rivenditore e la questione di chi debba sostenere i costi dell'energia di compensazione a seguito di una disposizione di Swissgrid concernente l'impiego della centrale elettrica. Inoltre, la ElCom dovrà decidere in merito ai requisiti che un gestore di rete pone alla possibilità di controllo di un impianto FV.

9 La ElCom



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

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

orientato alla libera concorrenza. In tale ottica, spetta alla ElCom esercitare la vigilanza sui prezzi dell'energia elettrica nel servizio universale. Essa, inoltre, sorveglia che l'infrastruttura di rete continui a 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: 604

Numero di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche (linee aeree e cavi, incl. allacciamenti domestici): totale circa 226 000 km | livello di rete 1 – circa 6650 km | livello di rete 3 – circa 8650 km | livello di rete 5 – circa 48 500 km | livello di rete 7 – circa 168 500 km

Numero di punti di misurazione: 5,8 mio.

Numero di destinatari di fattura: 5,6 mio.

Investimenti annui: circa 1,4 mia. franchi

Consumo finale annuo Svizzera: 2021 58,1 TWh | 2022 57 TWh

Produzione: 2021 64 TWh | 2022 63,5 TWh | incl. consumo pompe di accumulazione

Importazione di energia elettrica: 2021 31,5 TWh | 2022 33,1 TWh

Esportazione di energia elettrica: 2021 29,1 TWh | 2022 29,7 TWh

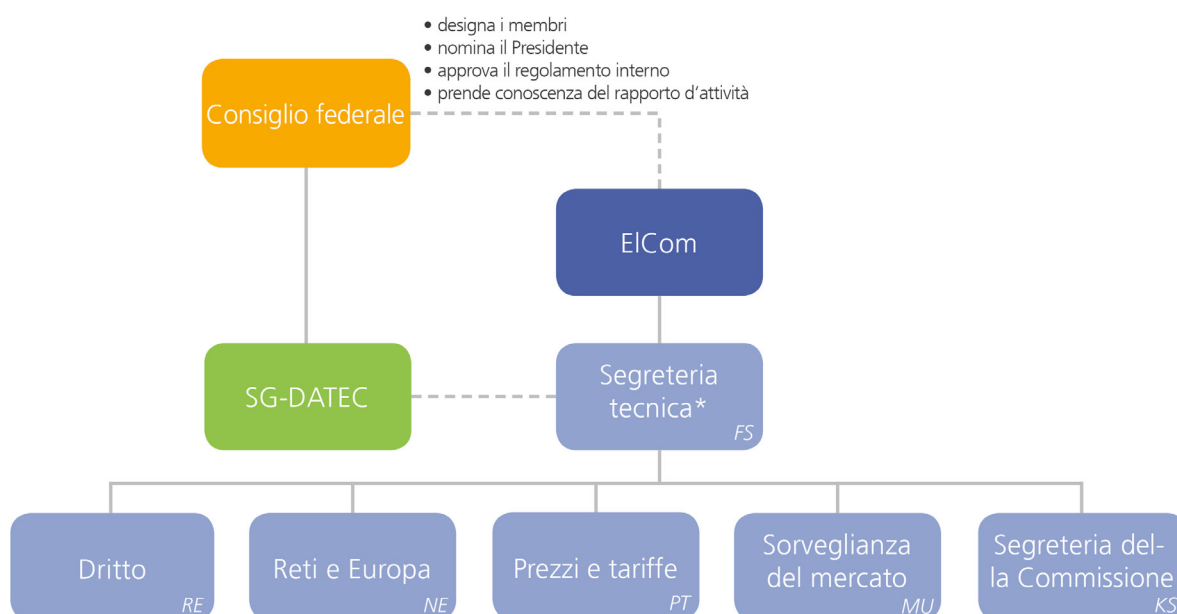
Fonte: UFE, Statistica svizzera dell'elettricità 2022

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 elettrico 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 un'ampia vigilanza sulla società nazionale di rete (Swissgrid SA), dopo che a essa è stata trasferita la 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 20: Organigramma della ElCom

9.1.1 Commissione

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

Nell'anno in esame la Commissione era così composta:

Presidente:

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

Vicepresidente:

- Laurianne Altwegg (dal 2015): lic. en 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
- Sita Mazumder (dal 2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della scuola universitaria di Lucerna

- Jürg Rauchenstein (dal 2022): Dipl. El. Ing. PF, ingegnere di sviluppo presso ABB
- 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

Reti e sicurezza dell'approvvigionamento

- Jürg Rauchenstein (direzione)

- Werner Luginbühl
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relazioni internazionali

- Felix Vontobel (direzione)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Sorveglianza del mercato

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

Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche

Nell'anno in esame 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.

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 DATEC. La Segreteria della Commissione rappresenta la ElCom verso l'esterno, gli operatori del ramo e i media. Essa coordina i lavori della Commissione e della Segreteria tecnica e coadiuva la ElCom dal punto di vista am-

ministrativo. Al 31 dicembre 2023 la Segreteria tecnica contava 45 collaboratori e tre stagisti a tempo pieno o parziale, pari a 39,5 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalent, FTE», stagisti esclusi). Fra i collaboratori si contano 28 uomini e 17 donne, equivalenti a una quota femminile del 37,8 per cento. L'età media dei collaboratori è di 45,9 anni. Le lingue ufficiali sono così rappresentate: (stagisti esclusi):

- italiano: 4 collaboratori
- francese: 8 collaboratori
- tedesco: 33 collaboratori



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

Urs Meister
Dr. oec. publ.



**Sezione Reti ed Europa
(10 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 Comunicazione e principio di trasparenza dell'amministrazione

In quanto parte dell'Amministrazione federale, la ElCom è soggetta alla Legge federale sul principio di trasparenza dell'amministrazione (Legge sulla trasparenza, LTras). Tale legge consente al pubblico l'accesso ai documenti ufficiali entro i limiti prescritti. Se la domanda di accesso concerne dati di terzi (ad es. un gestore di rete), questi devono essere sentiti e hanno sempre la possibilità di ottenere eventualmente l'emanazione di una decisione impugnabile prima della conces-

sione dell'accesso. Nell'anno in rassegna sono pervenute alla ElCom diverse richieste ai sensi della legge sulla trasparenza ed è stata inoltre consultata in merito a richieste pervenute da altre unità amministrative. Il trattamento delle richieste presentate alla ElCom ha comportato nella maggior parte dei casi un notevole dispendio. In un caso è stata avviata una procedura di mediazione dinanzi all'Incaricato federale della protezione dei dati e della trasparenza (IFPDT).

9.3 Finanze

Nel corso dell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 13,5 milioni di franchi, di cui sono stati effettivamente spesi circa 12,8 milioni. Tale importo ha coperto integralmente i costi di esercizio e del personale della ElCom, incluse le spese aggiuntive straordinarie legate alla sostituzione dei sis-

temi informatici (in particolare il nuovo sistema per la fornitura dei dati EDES). A queste uscite corrispondono entrate per circa 4,8 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.

9.4 Manifestazioni

Forum ElCom 2023

Il 17 novembre 2023 si è svolta la tredicesima edizione del Forum ElCom presso il centro Paul Klee a Berna. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e partecipando a dibattiti sul tema dell'assetto del

mercato. 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 2024 è in programma il 15 novembre.

Eventi informativi per i gestori di rete

Nella primavera del 2023 la ElCom ha organizzato in tutto sette eventi informativi per i gestori di rete, alcuni dei quali svoltisi in forma virtuale, altri in presenza. 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 manifestazioni in tre lingue. Sia per i partecipanti sia 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 giugno 2023 si è nuovamente tenuto un workshop a cura della sezione Sorveglianza del mercato. L'edizione 2023 era incentrata

sugli attuali sviluppi della sorveglianza del mercato in Svizzera, sul rapporto svizzero sulla trasparenza del mercato e sui nuovi compiti di vigilanza ai sensi della LAiSE.

10 Appendice

10.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2023, in totale sono pervenute alla EICOM 254 nuove pratiche, mentre 269 erano riferite all'anno precedente. Nell'anno in rassegna ne sono state evase 149. Le cosiddette «richieste semplici» sono richieste di routine, pervenute tramite il formulario di contatto del sito internet della EICOM o via e-mail, la cui evasione richiede in genere qualche ora o giorno. Di rado

comportano l'avvio di un procedimento. Nel corso del 2023 sono pervenute 891 richieste semplici. Le richieste sono riconducibili all'elevato interesse per i temi delle tariffe e della sicurezza dell'approvvigionamento. Le richieste semplici, ad eccezione di 35, sono state evase completamente (97 per cento). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 24 decisioni.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti	Ricezione 2023	Esecuzione 2023	Riporto al 2024
Reclami specifici legati alle tariffe	96	15	26	85
Potenziamenti della rete	31	138	22	147
Casi rimanenti	142	101	101	142
Totale	269	254	149	374
Richieste semplici	32	894	891	35
Totale incl. richieste semplici	301	1148	1040	409

Tabella 8: Statistica di esercizio 2023 della EICOM

10.2 Statistica delle riunioni

I membri della EICOM 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 EICOM hanno partecipato in Svizzera – in com-

posizioni diverse – a 12 riunioni di una giornata intera e a 26 sedute di mezza giornata. Una volta all'anno la EICOM organizza un ritiro, durante il quale cerca il contatto con i gestori di rete locali. Nell'anno in esame il ritiro è stato effettuato a Neuchâtel.

10.3 Pubblicazioni

Istruzioni

07.03.2023	WACC Produzione
14.03.2023	Ordine di prelievo delle centrali elettriche della riserva invernale 2022-2023
13.04.2023	Parametri per la costituzione di una riserva di energia idroelettrica nell'anno idrologico 2023-2024
28.04.2023	Periodo di disponibilità per le centrali elettriche di riserva e i gruppi elettrogeni di emergenza nell'inverno 2022-2023
10.11.2023	Ordine di prelievo delle centrali elettriche della riserva invernale 2023-2024

Comunicazioni

07.03.2023	Domande frequenti (FAQ) sul servizio universale, l'approvvigionamento sostitutivo e la remunerazione per la ripresa di energia
25.05.2023	Scheda informativa sulla riserva di energia idroelettrica 2023/2024
06.06.2023	Eliminazione delle possibilità di ottimizzare il profitto a scapito del servizio universale
06.07.2023	FAQ Potenziamanti della rete
12.07.2023	Comunicato sul funzionamento della centrale nucleare di Beznau
21.08.2023	Vernehmlassung zur Änderung der Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve (in tedesco)
18.09.2023	Vernehmlassung zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes (Stromreserve) (in tedesco)
24.11.2023	Assunzione dei costi nel caso di messa fuori servizio di elementi di rete
14.11.2023	Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050 (update)
14.11.2023	Aumento dei prezzi dell'energia elettrica: domande e risposte sull'adeguamento delle tariffe energetiche nel corso dell'anno, sull'approvvigionamento sostitutivo e sulla remunerazione per la ripresa di energia elettrica (update)

Rapporti e studi

30.05.2023	Bericht Regelleistung und Regelenergie 2022 (in tedesco)
05.06.2023	Markttransparenz 2022 - Bericht der ElCom (in tedesco)
22.06.2023	Rapporto d'attività della ElCom 2022
28.07.2023	Sintesi della capacità di produzione invernale - Valutazioni della ElCom fino al 2035
28.07.2023	Aggiornamento dei calcoli relativi alla garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento 2025
15.09.2023	Qualità dell'approvvigionamento elettrico 2022

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
CDF	Controllo federale delle finanze
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
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
DEFR	Dipartimento federale dell'economia, della formazione e della ricerca
EBGL	EU Guideline on Electricity Balancing

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
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
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
GRT	Gestore rete di trasporto
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
ICT	Information Communications Technology
IFV	Impianto fotovoltaico
IN	Inbalanced Netting
kVA	Kilovoltampere, potenza di allacciamento

kWh	Kilowattora
kWp	Kilowatt di picco
LAEl	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
LAP	Legge sull'approvvigionamento del Paese
LVTE	Legge federale sulla vigilanza e la trasparenza nei mercati dell'energia all'ingrosso
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)
MARI	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione terziaria veloce
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
NER	Network of Economic Regulators dell'OCSE
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.

NRA	Organismi di regolamentazione nazionali (National regulatory authorities)
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
OEn	Ordinanza sull'energia
PAP	Procedura di approvazione dei piani
PIC	Strategia per la protezione delle infrastrutture critiche
PICASSO	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione secondaria
PPA	Un PPA (Power Purchase Agreement) 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.
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.
PRS	Potenza di regolazione secondaria
PRT	Potenza di regolazione terziaria
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
RCP	Raggruppamento ai fini del consumo proprio
Refinitiv	Uno dei principali fornitori globali di dati e infrastrutture dei mercati finanziari
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.
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.
SIDC	Single Intraday Coupling
SIX	Società che mette a disposizione l'infrastruttura per la piazza finanziaria svizzera e gestisce la borsa svizzera SIX Swiss Exchange
TERRE	Piattaforma per lo scambio di energia di regolazione terziaria lenta
TWh	Terawattora
UE	Unione europea

UFAE	Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese
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