

Rapporto d'attività della ElCom 2021



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

Patrice Bachmann (pag. 1, 86)
ElCom / www.bildkultur.ch (pag. 4, 9, 72, 76)
Patrick Schilling (pag. 10)
Axpo Holding AG (pag. 22)
BKW Energie AG (pag. 34)
Pixabay (pag. 52, 61)

Tiratura

D: 40, F: 20, I: 10

Pubblicato in tedesco, francese, italiano e inglese · 6/2021

Indice

1	Prefazione del presidente	4
2	Intervista con il direttore	8
3	Sicurezza di approvvigionamento	10
3.1	Introduzione	10
3.2	Rapporti sulla sicurezza di approvvigionamento	10
3.2.1	Sicurezza di approvvigionamento in inverno; analisi sui rischi di importazione	11
3.2.2	Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera al 2025 - «Analisi della cooperazione elettrica CH - UE»	11
3.2.3	Sorveglianza della sicurezza dell'approvvigionamento e proposta della ElCom al Consiglio federale ai sensi dell'articolo 22 capoverso 4 LAE	11
3.2.4	Misure a livello di rete per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità di rete a breve e medio termine; rapporto all'attenzione del DATEC / Consiglio federale	12
3.2.5	Piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco	13
3.3	Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento	13
3.3.1	Analisi retrospettiva dell'inverno 2020/2021	13
3.3.2	Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno	14
3.3.3	Situazione nell'inverno 2021/2022	14
3.4	Flussi non programmati	15
3.5	Cibersicurezza	16
3.6	Qualità dell'approvvigionamento	17
3.6.1	Disponibilità della rete	17
3.6.2	Capacità d'importazione	18
3.6.3	Capacità d'esportazione	18
3.6.4	Retrofit degli impianti di produzione elettrica decentralizzati	19
3.7	Prestazioni di servizio relative al sistema	20
4	Le reti	22
4.1	Dati e cifre delle reti elettriche svizzere	22
4.2	Ampliamento e pianificazione della rete	27
4.2.1	Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto	27
4.2.2	Pianificazione pluriennale relativa alle reti di distribuzione	28
4.2.3	Partecipazione a procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani	28
4.3	Investimenti nell'infrastruttura di rete	29
4.3.1	Investimenti nella rete di trasporto	29
4.3.2	Investimenti nella rete di distribuzione	30
4.3.3	Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete	30
4.4	Potenziamenti della rete	31
4.5	Società nazionale di rete	33
5	Il mercato svizzero dell'energia elettrica	34
5.1	Struttura dei gestori di rete svizzeri	34
5.2	Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori	35
5.3	Tariffe della rete di trasporto	37
5.4	Tariffe della rete di distribuzione	38
5.5	Trasmissione di contabilità analitiche e tariffe con EDES	44
5.6	Verifiche relative alle tariffe	44
5.7	Regolazione Sunshine	47
5.8	Metrologia	48
5.9	Disgiunzione	49
5.10	Coperture insufficienti	49
5.11	RIC, modello di applicazione, RIC, rimunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete	50
6	Sorveglianza del mercato	52
6.1	Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	52
6.2	Sorveglianza del mercato nel 2021 in cifre	54
6.3	Forte aumento dei prezzi nell'UE e in Svizzera	55
6.4	Analisi delle frontiere svizzere, 2018 – 2021	58
6.5	Raccomandazioni della ElCom in merito alla notifica di informazioni fornite da insider	59
7	Affari internazionali	61
7.1	Gestione delle congestioni	62
7.2	Merchant Line	65
7.3	Proventi da aste	65
7.4	Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione	67
7.5	Organismi internazionali	68
8	Prospettive future	70
9	La ElCom	72
9.1	Organizzazione e risorse umane	74
9.1.1	Commissione	74
9.1.2	Segreteria tecnica	75
9.2	Finanze	77
9.3	Manifestazioni	77
10	Appendice	78
10.1	Statistica di esercizio	78
10.2	Statistica delle riunioni	78
10.3	Pubblicazioni	79
10.4	Glossario	80

1 Prefazione del presidente



Werner Luginbühl

Präsident der ElCom

Il 2021 può essere sicuramente definito come l'anno in cui una vasta fetta di opinione pubblica nel nostro Paese ha compreso che un approvvigionamento elettrico sicuro sarà tutt'altro che scontato in futuro. Alle sfide ormai note che ci attendono nel medio periodo, dopo la messa fuori servizio delle centrali nucleari in Svizzera, si sono aggiunte nuove incertezze sulle potenziali importazioni future all'indomani della decisione del Consiglio federale in materia di politica europea. Nel corso del secondo semestre la strategia di esportazione russa ha scosso i mercati del gas e dell'elettricità del vecchio continente con ulteriori incognite e pesanti turbolenze.

Oltre a varie attività, come rispondere alle domande del pubblico su consumo proprio, criteri di disgiunzione o stoccaggio, la ElCom ha dato corso a una serie di procedure: in materia di verifica tariffaria individuale e di altra natura, sul metodo del prezzo medio o sull'entità della rimunerazione per la ripresa delle energie rinnovabili. La Commissione si è altresì dedicata a svariati progetti,

intensificando ad esempio le proprie attività per sistemare la situazione delle coperture insufficienti di rilevante entità e procedendo all'implementazione di una nuova infrastruttura IT per la trasmissione dei dati da parte dei gestori di rete.

Personale

Il 1° novembre 2021 il dott. Urs Meister ha assunto la direzione della Segreteria tecnica della ElCom. Da anni esperto osservatore degli sviluppi normativi, regolamentari e di mercato nel settore dell'energia elettrica e del gas, Urs Meister possiede, a giudizio della Commissione, i migliori presupposti per questa funzione direttiva.

Urs Meister raccoglie l'eredità di Renato Tami, che ha diretto la Segreteria tecnica sin dalla fondazione della ElCom. In seno alla Commissione Renato Tami ha svolto per anni una sistematica attività di sviluppo e consolidamento. È soprattutto grazie al suo impegno che la ElCom oggi gode di ampi consensi e di una buona reputazione all'interno del comparto e tra i consumatori, un risultato che merita tutta la nostra stima e un sentito ringraziamento.

Sicurezza dell'approvvigionamento

Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, l'inverno 2020/2021 è trascorso senza particolari criticità. Diversa, invece, è stata la situazione nell'autunno/inverno 2021, in cui l'impennata dei prezzi del gas ha comportato un costante aumento delle tariffe elettriche per tutto il corso dell'anno. La disponibilità delle centrali nucleari francesi è stata inferiore alla media, tanto che nel periodo natalizio i mercati europei hanno registrato prezzi record.

In seguito a questi forti rincari, nella settimana di Natale del 2021 un operatore di mercato si

è rivolto alla Confederazione, tramite la ElCom, per chiedere un sostegno temporaneo alla liquidità. All'origine del problema vi erano, tra i vari fattori, le elevate garanzie che – a causa delle tensioni sui mercati dell'energia – varie aziende energetiche europee hanno dovuto fornire a copertura della differenza tra il prezzo di transazione e il valore attuale di mercato.

Da parte della ElCom, prima e dopo Natale sono stati effettuati approfonditi accertamenti su questioni quali la rilevanza sistemica, l'interconnessione con terzi, la prosecuzione di funzioni critiche in caso di insolvenza ecc.

Grazie alla distensione subentrata dopo Natale su importanti mercati, la richiesta di sostegno alla liquidità è stata ritirata il 3 gennaio 2022.

Alla luce degli eventi la Confederazione sta considerando, nel breve periodo, una serie di misure nel quadro della legislazione vigente con cui poter reagire rapidamente qualora la situazione dovesse ripetersi e, a lungo termine, si sta interrogando sulla necessità o meno di nuove regole o criteri in tale ambito che consentano di evitare per quanto possibile simili situazioni in futuro.

Possibili misure potrebbero ad esempio essere finalizzate a ridurre la rilevanza sistemica di singole imprese, garantendo la prosecuzione di funzioni potenzialmente cruciali anche in caso d'insolvenza o di procedura concordataria.

Sotto la direzione della ElCom le autorità della Confederazione hanno monitorato molto attentamente, di concerto con il settore, l'evoluzione della situazione sul fronte dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera. A fine 2021 non si riscontravano pericoli imminenti per la sicurezza dell'approvvigionamento nel restante periodo invernale: la disponibilità delle centrali in Svizzera, Germania e Italia pare essere

sufficiente e le capacità d'importazione di cui dispone il nostro Paese dovrebbero bastare.

Poco è cambiato sul fronte delle necessità di intervento a medio termine. Secondo le Prospettive energetiche, fino al 2050 occorre prevedere che nel semestre invernale il fabbisogno d'importazione raddoppierà o persino si triplicherà (>15 TWh) in alcuni periodi. Oltre i 10 TWh, le importazioni spingono l'operatività di sistema ai limiti, il che è inammissibile se si considera la rilevanza dell'approvvigionamento elettrico in tutti gli ambiti della vita. Ad oggi, inoltre, non vi sono abbastanza garanzie che sia possibile importare una quantità sufficiente di energia elettrica.

Nella primavera del 2021 la ElCom ha riepilogato queste riflessioni in un rapporto, presentato alle due commissioni delle Camere federali (CAPTE-S/N) nel corso di specifiche audizioni.

Studio Frontier / interruzione delle trattative su accordo quadro / proposta secondo l'articolo 9

Nell'aprile del 2021 si è concluso il cosiddetto studio Frontier, che la ElCom aveva commissionato insieme all'Ufficio federale dell'energia (UFE) e all'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES). Oggetto di studio era la disamina degli ulteriori rischi di approvvigionamento in caso di mancato accordo sull'energia elettrica con l'Unione europea. I modelli di simulazione dello studio Frontier per l'anno 2025 mostrano che, in uno scenario di stress con capacità di importazione nettamente ridotte, la Svizzera potrebbe trovarsi dinanzi a difficoltà di approvvigionamento già a partire dal 2025.

Il 26 maggio 2021 il Consiglio federale ha interrotto le trattative con l'UE sulla definizione di un accordo istituzionale, il che ha incrementato notevolmente la probabilità che

questo scenario di stress si materializzi. A quel punto era chiaro che, sul piano della sicurezza di approvvigionamento, la Svizzera potrebbe avere un problema non solo a medio e lungo termine, ma anche nell'immediato futuro.

Qualora dovesse prospettarsi una notevole minaccia per la sicurezza dell'approvvigionamento, la ElCom proporrà al Consiglio federale una serie di provvedimenti ai sensi dell'articolo 22 capoverso 4 LAEI.

Il 10 giugno 2021 la ElCom ha informato il Consiglio federale in merito al prevedibile andamento dei rischi sul fronte delle importazioni, chiedendo di avviare i preparativi per l'adozione di provvedimenti concreti ai sensi dell'articolo 9 LAEI. I provvedimenti proposti riguardano tre ambiti:

- realizzazione anticipata della riserva idrica sulla base delle centrali idroelettriche esistenti
- rapida realizzazione delle del potenziale di incremento dell'efficienza
- preparativi per la realizzazione di centrali a gas di riserva per fronteggiare i picchi di carico

A fronte di tali proposte, una settimana dopo il Consiglio federale ha sollecitato la ElCom a stilare un piano per fronteggiare i picchi di carico con centrali a gas a garanzia della sicurezza di rete e a sottoporlo al Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) a fine novembre 2021.

Piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco

Il piano si basa sull'assunto di fondo per cui queste centrali elettriche a gas di picco

verrebbero utilizzate soltanto in situazioni d'emergenza straordinarie a garanzia della stabilità dell'approvvigionamento. Si tratta di riserve aventi il carattere di gruppi eletrogeni d'emergenza che, come tali, verrebbero messi in esercizio solo di rado. Il piano, quindi, affronta principalmente un rischio di approvvigionamento specifico della Svizzera e non mira a garantire una tutela da rischi di natura geopolitica, come ad esempio l'ipotesi di una carenza di gas in tutta Europa.

Per quanto concerne il dimensionamento della riserva, i calcoli probabilistici per il 2025 sono stati approfonditi alla luce di quanto emerso dallo studio Frontier, già disponibile. Il quadro risultante mostra che, in uno scenario estremo, la penuria di energia elettrica potrebbe protrarsi per svariate settimane, con forti variazioni a livello di potenza installata mancante.

La soluzione più efficiente si è rivelata essere quella di un impiego combinato tra centrali a gas di riserva e riserva idroelettrica. Pur disponendo di una quantità solo limitata di energia a causa del volume di stoccaggio non infinito, se distribuita su vari impianti la riserva idroelettrica è in grado di coprire a breve termine picchi di potenza elevati. Se abbinata a una riserva di centrali elettriche a gas, la sua «resilienza» può essere prolungata notevolmente e quindi ottimizzata – senza la necessità che assuma dimensioni spropositate. Viceversa, la potenza delle centrali elettriche a gas può essere minimizzata.

Gli investimenti necessari per realizzare due centrali con turbine a gas della potenza totale di 1000 megawatt si aggirano intorno ai 700 milioni di franchi. I costi fissi annui complessivi per

tenere in riserva queste centrali ammontano a circa 65 milioni di franchi che, se spalmati sulla quantità di energia consumata annualmente in Svizzera, si traducono in un supplemento pari a circa 0,1 centesimi per chilowattora.

Secondo la ElCom, il mantenimento di una riserva energetica fornita dalle centrali ad accumulazione esistenti in combinazione con l'ulteriore energia prodotta dalle centrali a gas con potenza massima di 1000 megawatt migliorerà in maniera tempestiva e sostanziale la resilienza dell'approvvigionamento elettrico, in particolare considerando i rischi individuati in ottica 2025. In questo modo si riduce sensibilmente la probabilità di dover ricorrere a misure di gestione molto più incisive ai sensi della legge sull'approvvigionamento economico del Paese.

Vi auguro una piacevole lettura del rapporto, ricco di spunti interessanti sulle molteplici attività e compiti della ElCom.



Werner Luginbühl
Presidente della ElCom

2 Intervista con il direttore

Il dott. Urs Meister è ai vertici della Segreteria tecnica della ElCom da novembre 2021. Il suo ingresso ha coinciso con un periodo movimentato.

Signor Meister, nel 2021 il tema della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico ha suscitato forte interesse da parte dell'opinione pubblica. La ElCom, tuttavia, metteva in guardia da possibili difficoltà di approvvigionamento già prima dell'anno scorso. Che cosa è successo?

Già negli anni passati la ElCom ha segnalato le incertezze legate al crescente fabbisogno di importazione e ai rischi per l'approvvigionamento nei mesi invernali. L'anno scorso sono subentrata nuove incognite in seguito all'interruzione dei negoziati con l'UE per la definizione di un accordo istituzionale. In quel momento è diventato chiaro che per gli anni a venire non ci sarebbe stato un accordo sull'energia elettrica e che escludere un «worst case scenario» non sarebbe più stato possibile. Senza un tale accordo, infatti, incombe la minaccia di sensibili restrizioni nel commercio transfrontaliero di energia elettrica. I modelli di simulazione hanno evidenziato che, in scenari di stress, la Svizzera potrebbe trovarsi dinanzi a difficoltà di approvvigionamento già a partire dal 2025.

Alla luce di questa situazione, il Consiglio federale ha incaricato la ElCom di redigere un piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco. La ElCom è fondamentalmente neutrale dal punto di vista delle tecnologie. Ciononostante ora consiglia di puntare su questa tecnologia. Per quale motivo?

In linea di principio la ElCom si adopera per la definizione di un quadro neutrale sul piano della concorrenza e delle tecnologie. Il mandato del Consiglio federale è frutto di circostanze particolari: da un lato, gli sviluppi summenzionati hanno accentuato l'urgenza di allargare il parco di centrali elettriche. Occorrono impianti che possano essere reali-

zati in tempi rapidi e che siano operativi già dalla metà del decennio. Un potenziamento così repentino non sarebbe realistico né con le nuove energie rinnovabili né con l'idroelettrico. D'altro lato, queste centrali devono fungere unicamente da riserva. Dal punto di vista economico le tecnologie che entrano in discussione devono essere flessibili, regolabili, con costi d'investimento proporzionalmente ridotti – requisiti che le centrali con turbine a gas sono in grado di soddisfare.

Che sviluppi si registrano sul fronte delle trattative con l'UE? A che punto siamo? Cosa serve alla Svizzera per poter contare anche in futuro su un approvvigionamento elettrico sicuro?

Al momento le trattative per un accordo a 360 gradi sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE sono in una fase di stallo. Sul piano tecnico, soprattutto tra i gestori delle reti di trasporto, sono invece in corso vari colloqui incentrati principalmente sulla determinazione delle capacità di rete transfrontaliere, sulla minimizzazione dei flussi energetici non programmati e quindi destabilizzanti sulla rete svizzera e sull'integrazione nei mercati della potenza di regolazione internazionali. Gli accordi tecnici, se mai andassero in porto, contribuirebbero indubbiamente alla sicurezza dell'approvvigionamento, ma non sostituirebbero la necessità di incrementare la capacità produttiva entro i confini nazionali. Infine vi sono anche crescenti incertezze in merito alle possibilità di produzione ed esportazione dei nostri Paesi limitrofi.

A fine anno i prezzi dell'energia elettrica hanno toccato livelli record, non solo nell'UE, ma anche in Svizzera. Perché questa dinamica e cosa significa per noi? L'attuale impennata dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso è soprattutto una conse-

guenza del forte aumento dei prezzi del gas. Se e in che misura i produttori di elettricità svizzeri possano approfittare di questa dinamica dipende dalle rispettive strategie di copertura e dal futuro andamento dei prezzi. Viceversa, i consumatori sul mercato devono fare i conti con un aumento significativo dei costi – che dipende anche in questo caso dalle loro strategie di acquisto e di copertura. Seppure in ritardo, questo sviluppo inciderà anche sui clienti finali del servizio universale, poiché molti gestori della rete di distribuzione acquistano gran parte della loro elettricità sul mercato. A seconda della strategia di approvvigionamento dei distributori di energia elettrica, gli aumenti di prezzo si rifletteranno quindi anche sulle tariffe per il 2023. Al momento, tuttavia, è ancora troppo presto per formulare affermazioni concrete circa l'evoluzione dei prezzi.

Sempre a fine anno, un'azienda elettrica si è rivolta alla Confederazione con una richiesta d'aiuto in seguito ai problemi finanziari incontrati con l'aumento dei prezzi dell'elettricità. La sicurezza dell'approvvigionamento potrebbe essere a rischio, se una delle grandi aziende elettriche finisse in serie difficoltà?

L'insolvenza di un'azienda del comparto energetico non implica necessariamente un rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento. Il fatto che un'azienda sia di «rilevanza sistematica» dipende non solo dalle sue dimensioni, ma anche dal modello di business concreto e dai conseguenti ruoli che essa svolge sul mercato elettrico – ad esempio in relazione all'impiego e alla commercializzazione di centrali elettriche. Infine anche il contesto specifico di mercato ha una sua importanza. In una situazione di tensione, con prezzi già straordinariamente elevati e una carenza di liquidità sui mercati, i problemi di una singola azienda potrebbero rivelarsi più critici per la stabilità dell'intero sistema rispetto a una situazione di mercato più distesa. Ora si tratta di capire se siano necessarie nuove regole e, se

così fosse, quali. Da parte della Confederazione sono già stati avviati i lavori in tal senso. La ElCom e altri servizi dell'Amministrazione federale sono in stretto coordinamento tra loro e si stanno anche confrontando con il settore.

Per concludere, una domanda personale: che cosa si auspica come nuovo direttore della ElCom per il 2022?

Inanzi tutto, spero che con la fine della guerra in Ucraina vi sia un allentamento delle tensioni sui mercati energetici. Mi auspico, che la politica continui a recepire e soprattutto a considerare seriamente le analisi e le raccomandazioni della ElCom. Non solo sul piano della sicurezza dell'approvvigionamento, ma anche su altri temi cari alla Commissione. Infine va ricordato che la ElCom, grazie alla sua esperienza pratica e alla sua indipendenza, vanta una competenza professionale solida e credibile.



Urs Meister
Direttore della ElCom

« La Svizzera potrebbe trovarsi dinanzi a difficoltà di approvvigionamento già a partire dal 2025. »

Personalmente sono contento di essermi lasciato alle spalle la fase più critica della pandemia di coronavirus e di poter ora riprendere contatti e scambi più diretti, sia con i collaboratori che con i rappresentanti di altre istituzioni.

3 Sicurezza di approvvigionamento



L'energia idroelettrica riveste un ruolo rilevante nell'approvvigionamento elettrico della Svizzera. Qui il Lac d'Emosson in Vallese.

3.1 Introduzione

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

Per la disamina della futura sicurezza di approvvigionamento della Svizzera sono state condotte varie analisi di bilancio sulla produzione invernale, pubblicate in un documento di base, mentre lo studio System Adequacy 2030 della ElCom si è focalizzato su simulazioni probabilistiche della situazione dell'approvvigionamento tra dieci anni. È stato altresì redatto un rapporto dettagliato sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera nel 2020. La ElCom interpreta i risultati di queste analisi concludendo che, ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento durante la stagione invernale, è necessario un decisivo incremento delle capacità produttive invernali all'interno dei confini nazionali.

3.2 Rapporti sulla sicurezza di approvvigionamento

Anche nel 2021 la ElCom ha stilato una serie di rapporti tecnici sull'andamento della

sicurezza di approvvigionamento svizzera, di cui segue una breve sintesi.

3.2.1 Sicurezza di approvvigionamento in inverno: analisi dei rischi di importazione

Da questo rapporto si evince che, secondo le Prospettive energetiche 2050+, nel semestre invernale occorrerà prevedere fino al 2050 un fabbisogno d'importazione raddoppiato, se non persino triplicato (>15 TWh) in alcuni periodi. Il superamento per due decenni consecutivi della soglia dei 10 TWh d'importazione nel semestre invernale comporterà, secondo la ElCom, una congestione strutturale. Per un'infrastruttura d'importanza esistenziale come l'approvvigionamento elettrico, che dev'essere bilanciata in tempo reale, ciò significa che l'operatività di sistema sarà connessa a rischi considerevoli.

Un fabbisogno d'importazione strutturale, infatti, è critico non solo per via del calo della disponibilità di esportazione da parte dei Paesi limitrofi, ma anche dal punto di vista delle ottimizzazioni dei mercati a livello europeo. Oltre i 10 TWh, le importazioni spingono l'operatività di sistema ai limiti, il che è inammissibile per la rilevanza dell'approvvigionamento elettrico in tutti gli ambiti della vita e indebolisce il posizionamento del comparto elettrico svizzero (rete di trasporto forte, parco di centrali elettriche flessibile).

3.2.2 Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Svizzera al 2025 - «Analisi della cooperazione elettrica CH - UE»

Insieme all'Ufficio federale dell'energia (UFE) la ElCom ha commissionato un'«Analisi della cooperazione elettrica CH - UE», in cui vengono presi in esame gli impatti di vari scenari di cooperazione con l'Unione europea.

In uno di essi, nell'ipotesi di stress prospettata la Svizzera risulta non avere sufficiente energia a disposizione. A causa delle ridotte capacità d'importazione e della carenza di energia nella stagione invernale, i livelli di riempimento degli impianti di accumulazione si abbassano rapidamente. La situazione si fa critica a fine marzo, quando per più giorni diventa mediamente impossibile coprire il fabbisogno di elettricità a livello nazionale, venendo a mancare svariate decine di gigawattora all'anno di energia. In un'ipotesi ancora più estrema (ulteriori ammanchi di

produzione) l'approvvigionamento potrebbe interrompersi persino per settimane.

Il 26 maggio 2021 il Consiglio federale ha interrotto le trattative con l'UE sulla definizione di un accordo istituzionale. Si deve pertanto partire dal presupposto che anche l'accordo sull'energia elettrica non si concretizzi, quanto meno non in tempo utile. Ciò non fa che aumentare l'importanza dei risultati dello studio «Analisi della cooperazione elettrica CH - UE». È sulla base di essi, infatti, che sono stati avviati gli ulteriori lavori deliberati a metà giugno dal Consiglio federale sulla sicurezza di approvvigionamento a breve e medio termine, sul piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco e sull'analisi del potenziale di aumento dell'efficienza energetica entro il 2025.

3.2.3 Sorveglianza della sicurezza dell'approvvigionamento e proposta della ElCom al Consiglio federale ai sensi dell'articolo 22 capoverso 4 LAEI

Ai sensi dell'articolo 22 capoverso 3 LAEI la Commissione federale dell'energia elettrica ElCom ha il compito di sorvegliare l'evoluzione dei mercati dell'energia elettrica in vista

di assicurare un approvvigionamento sicuro e economicamente accettabile. Qualora si prospetti una notevole minaccia a medio o lungo termine per la sicurezza dell'approvvigionamento

namento indigeno, la ElCom deve proporre al Consiglio federale dei provvedimenti secondo l'articolo 9 LAEL (art. 22 cpv. 4 LAEL).

La ElCom ha provveduto a informare il Consiglio federale in merito all'andamento previsto dei rischi d'importazione, individuando le possibili aree d'intervento soprattutto alla luce della situazione critica prospettata per il 2025. Visti gli odierni sviluppi a livello europeo, il crescente fabbisogno d'importazione e il contestuale aumento dei rischi in tal senso (cfr. anche cap. 3.2.2), nel mese di giugno del 2021 la ElCom ha proposto al Consiglio federale di avviare i preparativi per l'adozione di provvedimenti concreti (sul fronte della produzione e dei consumi) ai sensi dell'articolo 9 LAEL.

A fronte di tali proposte, a giugno il Consiglio federale ha chiesto alla ElCom di definire, in collaborazione con Swissgrid, possibili misure a livello di rete atte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità di rete a breve e medio termine (cfr. cap. 3.2.4) e di sottoporle al DATEC entro agosto 2021.

La ElCom è stata inoltre incaricata dal Consiglio federale di stilare un piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco (cfr. cap. 3.2.5), da presentare entro il mese di novembre 2021 al Consiglio federale e al Dipartimento. Contemporaneamente quest'ultimo ha proceduto a un'analisi del potenziale di aumento dell'efficienza energetica realizzabile entro il 2025, che ha sottoposto al Consiglio federale insieme al piano della ElCom.

3.2.4 Misure a livello di rete per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità di rete a breve e medio termine; rapporto all'attenzione del DATEC / Consiglio federale

Con la decisione sul messaggio concernente l'atto mantello del 18 giugno 2021 il Consiglio federale ha chiesto alla ElCom di definire, in collaborazione con Swissgrid, possibili misure a livello di rete atte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità di rete a breve e medio termine, e di sottoporle al DATEC entro fine agosto 2021.

Nell'ambito di tali lavori sono stati identificati i seguenti sei pacchetti di misure, che saranno approfonditi alla luce dei problemi che potrebbero potenzialmente prefigurarsi entro il 2025:

1. Contratti internazionali di diritto privato in materia di esercizio interconnesso (SAFA)
2. Sostituzione anticipata dei trasformatori di accoppiamento
3. Ottimizzazione degli interventi di manutenzione
4. Aumenti di tensione sulla rete di trasporto

5. Coordinamento tra rete di trasporto e livello di rete 3
6. Adeguamento del piano d'esercizio

Dalla valutazione svolta in tal senso emerge che i principali provvedimenti, efficaci nel breve periodo, sono già stati adottati o sono in fase di attuazione. Si tratta ora di accelerarne l'implementazione e se possibile di realizzarli ancor prima del 2025. La ElCom provvederà ad approfondire le ulteriori misure individuate e sopra elencate insieme a Swissgrid e ad altri operatori del settore.

La Commissione suggerisce pertanto di dare seguito ai preparativi per l'adozione dei provvedimenti previsti dall'articolo 9 LAEL (efficienza, centrale a gas di riserva, riserva idroelettrica). Le relative analisi e proposte sono state presentate dalla ElCom al DATEC a fine novembre.

3.2.5 Piano per la realizzazione di centrali elettriche a gas di picco

Il 18 giugno 2021 il Consiglio federale ha adottato il messaggio concernente la «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili» (atto man-tello concernente la modifica della legge sull'energia e della legge sull'approvvigiona-mento elettrico), incaricando allo stesso tem-
po la ElCom di stilare un piano per la realizza-zione di centrali elettriche a gas di picco da presentare al DATEC entro novembre 2021. Il piano deve contenere anche informazioni rela-tive alla potenza necessaria, alle possibili ubi-cazioni, ai costi, al finanziamento, allo stoc-caggio del gas e alle modalità con cui s'intende

garantire la neutralità climatica. Esso si basa sull'assunto di fondo per cui queste centrali verrebbero utilizzate soltanto in situazioni d'e-mergenza straordinarie a garanzia della stabilità di rete. Fulcro dell'attenzione sono principial-mente una carenza di elettricità all'interno del Paese e un rischio a livello di approvvigiona-mento specifico della Svizzera, problematiche rispetto alle quali le centrali elettriche a gas di picco rappresentano un ulteriore elemento di sicurezza. Il Consiglio federale deciderà presu-mibilmente nel corso del 2022 in merito al prosieguo delle attività in tal senso.

3.3 Analisi retrospettiva e in prospettiva futura della sicurezza di approvvigionamento

Per adempiere al proprio mandato di vigilanza, la ElCom sorveglia la sicurezza dell'approvvigio-namento a medio e lungo termine mediante un

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

3.3.1 Analisi retrospettiva dell'inverno 2020/2021

L'inverno 2020/2021 è stata la prima stagio-ne completa dopo la messa fuori servizio della centrale di Mühleberg. Mentre a dicembre 2020 le centrali nucleari ancora atti-ve non sono sempre state tutte pienamente disponibili, a partire dall'inizio del 2021 sono ritornate a regime per i restanti mesi inver-nali. A inizio 2021 i bacini di accumulazione svizzeri evidenziavano livelli di riempimento nella norma. La rete di trasporto ha garan-tito una buona disponibilità e anche le capaci-tà di importazione ed esportazione si sono mantenute al consueto livello.

Non altrettanto si può dire, invece, della Francia, dove i ritardi accumulati nelle revi-

sioni in seguito alla pandemia hanno com-portato il blocco di un numero straordinaria-mente elevato di centrali nucleari, soprattutto a febbraio 2021. Si sono dunque dovute pre-vedere massicce esportazioni verso la Francia e quindi un rapido svuotamento dei bacini artificiali svizzeri. Le temperature particolar-mente miti che si sono registrate proprio a partire dalla metà di febbraio 2021 hanno tuttavia consentito alla situazione di disten-dersi anche in Francia. Sebbene i livelli di ri-empimento dei bacini abbiano toccato i mini-mi storici, ciò è avvenuto dalla metà di aprile 2021, ossia dopo il periodo più critico. In re-trospettiva l'inverno 2020/2021 può dunque essere definito un semestre disteso.

3.2.2 Altri eventi di rilievo nel corso dell'anno

Nel corso dell'anno in esame si sono verificate ben due interruzioni sulla rete elettrica del vecchio continente:

- l'8 gennaio una cascata di sovraccarichi nell'Europa sud-orientale ha provocato il distacco della rete in due punti per circa un'ora;
- il 24 luglio la penisola iberica ha subito anch'essa un'interruzione per circa un'ora. In questo caso è stato un incendio boschivo a provocare la cascata di black-out.

Entrambi gli episodi non hanno avuto ulteriori ripercussioni sulla rete svizzera.

Per tutto l'anno in rassegna non si sono verificati black-out dovuti a guasti sulla rete

di trasporto a maglie. La sede centrale di Swissgrid, invece, è stata interessata da una breve interruzione della rete di distribuzione regionale. I gruppi elettrogeni, tuttavia, hanno funzionato come previsto, per cui il centro di controllo di Swissgrid è rimasto costantemente operativo.

Sempre più difficile è il mantenimento della tensione, specialmente nei periodi di carico debole. Soprattutto durante le revisioni delle centrali nucleari, infatti, si tendono ad esaurire completamente le possibilità di compensazione della potenza reattiva, per cui in alcuni casi si sono dovute spegnere alcune linee per mantenere la tensione entro il range corretto.

3.3.3 Situazione nell'inverno 2021/2022

A seguito dell'incremento dei prezzi del gas, ma anche di altre materie prime, nel corso del 2021 i prezzi dell'energia elettrica sono aumentati costantemente. Questa evoluzione dei prezzi è stata determinata anche dalla disponibilità al di sotto della media delle centrali nucleari francesi. A metà dicembre 2021, infatti, i quattro principali reattori francesi sono stati messi fuori servizio per ragioni di sicurezza. Tutto ciò ha comportato prezzi record durante il periodo di Natale soprattutto sul mercato francese. Tuttavia gli effetti di tali aumenti si sono fatti sentire anche sul mercato svizzero e su quelli dei Paesi vicini. La tensione sui mercati e nell'approvvigionamento energetico ha spinto la ElCom, con il coinvolgimento di altre autorità federali e di Swissgrid, a osservare la situazione con maggiore attenzione.

Dopo che la situazione sui mercati si è di nuovo alquanto distesa all'inizio del 2022, l'aggressione militare della Russia in Ucraina ha provocato un nuovo aumento dei prezzi, determinato soprattutto dall'incertezza delle forniture di gas russo all'Europa. Da allora questa incertezza continua a condizionare il

mercato del gas e quindi quello dell'energia elettrica nel nostro continente.

Nell'inverno 2021/2022, malgrado i prezzi elevati sul mercato e la scarsa disponibilità delle centrali nucleari francesi, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera è stata sempre garantita. A questa situazione hanno contribuito da una parte le buone possibilità di importazione di cui beneficia il nostro Paese: grazie alla disponibilità della rete di trasporto, le capacità di importazione sono state elevate. Inoltre in Europa, in particolare in Germania e in Italia, le capacità produttive sono state ancora sufficienti e, combinate con le buone capacità di importazione, hanno avuto effetti positivi sull'approvvigionamento in Svizzera verso la fine dell'inverno. Dall'altra parte, la disponibilità delle centrali nucleari svizzere è stata buona e il livello di riempimento dei bacini di accumulazione è rimasto nella norma.

Un fattore tuttora imponderabile è l'evoluzione della situazione geopolitica dovuta al conflitto in Ucraina. La penuria di gas che ne potrebbe conseguire in tutta Europa avrebbe ripercus-

sioni anche sulle possibilità di produzione di energia elettrica soprattutto in Germania e in Italia e quindi sulle possibilità di importazione della Svizzera nel prossimo inverno.

L'analisi retrospettiva dell'inverno 2021/2022 mostra ancora una volta che buone possibilità

di importazione sono decisive per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera. Tuttavia, queste possibilità non saranno sempre garantite in futuro, sia a causa delle scarse capacità produttive dei Paesi vicini che di limitazioni delle capacità di importazione dettate dalla politica nell'ambito della regola del 70 per cento dell'UE.

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% della quantità di corrente diretta dalla Germania alla Francia passa fisicamente attraverso la Svizzera.

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

L'impegno profuso 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 è stato siglato un contratto che assicura la parità di trattamento tra il confine meridionale della Svizzera e gli altri confini settentrionali dell'Italia. L'atto è stato firmato da Swissgrid e dai gestori della rete di trasporto di «Italy North», dopo essere passato al vaglio della ElCom e delle autorità di regolazione degli altri Stati contraenti. Il contratto dovrà essere rinnovato di anno in anno e si basa su un calcolo delle capacità mediante NTC.

Anche rispetto ai confini settentrionali del Paese Swissgrid ed ElCom hanno proseguito le loro attività nell'intento di raggiungere una soluzione analoga con la regione di calcolo delle

capacità «Core», sebbene in tal caso un accordo tra le parti rimanga più difficile e tuttora incerto. In «Core» vige il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi, da cui la Svizzera è esclusa in assenza di un accordo sull'energia elettrica. L'obiettivo è giungere a una considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità, in modo che i flussi non programmati possano determinare congestioni solo in situazioni eccezionali. In futuro la Svizzera dovrà essere considerata anche quando si utilizzano metodi affini al calcolo della capacità, come ad es. ridispacciamento e countertrading. 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%.

In un orizzonte di lungo periodo l'UE prevede di estendere il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi anche all'Italia, motivo per cui la considerazione reciproca equilibrata nei calcoli della capacità diventerebbe ancora più importante. Un'intesa con «Core» sarebbe un buon punto di partenza.

Un altro problema dei flussi non programmati e pericolosi per la sicurezza del sistema è rappresentato dalle piattaforme di scambio dell'energia di regolazione che, una dopo l'altra, stanno diventando operative. Attualmente la Svizzera vi partecipa, tuttavia la sua adesione futura è incerta. Se la Svizzera sarà esclusa, questi flussi non programmati potrebbero verificarsi praticamente in tempo reale, senza preavviso.

3.5 Cibersicurezza

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

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

Dato il crescente grado di interconnessione, la cibersicurezza sta diventando sempre più importante. L'applicazione efficiente e basata sui rischi di vari documenti di settore non viene solo accolta favorevolmente dalla ElCom, ma anche posta come requisito necessario. Secondo la Guida alla protezione delle infrastrutture critiche (PIC) dell'Ufficio federale della protezione della popolazione (UFPP), tra di essi si annoverano i documenti settoriali dell'AES «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversor-

gung» (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). Nel corso dell'anno in esame l'UFE ha iniziato a rivedere i criteri relativi alla cibersicurezza contenuti nella LAEl, con l'obiettivo primario di definire uno standard minimo vincolante. A tal fine la ElCom ha intrattenuto colloqui approfonditi con l'UFE 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. Fondamentale per la futura attività di sorveglianza basata sui rischi è incrementare la cibersicurezza materiale, un obiettivo che si intende raggiungere attraverso riunioni di vigilanza, la richiesta di documenti, indagini mirate, verifiche approfondite, nonché con informative e campagne di sensibilizzazione specifiche su temi rilevanti. Queste attività di sorveglianza della ElCom, inoltre, consentiranno di farsi un'idea dello stato della cibersicurezza e di integrare scenari già esistenti. In fase di attuazione e sorveglianza della nuova regolamentazione occorrerà badare a che essa sia compatibile con il nuovo Network Code on Cybersecurity dell'UE.

Nel corso dell'anno in esame la ElCom ha continuato a partecipare ai lavori per la definizione dell'obbligo di notifica degli eventi cyber nell'ambito della revisione della legge sulla sicurezza delle informazioni (LSIn) nonché al controllo della cibersicurezza di Swissgrid da parte del Controllo federale delle finanze (CDF).

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 94 maggiori gestori di rete svizzeri, che gestiscono circa l'88 per cento del volume di fornitura svizzero tramite le loro reti. Nel 2020 i 94 maggiori gestori di rete svizzeri hanno registrato 5176 interruzioni non programmate (cfr. tabella 1), 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.

	2017	2018	2019	2020	2021 ¹	Unità
Interruzioni	4'814	6'495	5'780	5'176		Numero
SAIDI	10	14	8	12		Minuti per consumatore finale
SAIFI	0.21	0.27	0.17	0.21		Interruzioni per consumatore finale

¹ Le cifre relative alla qualità dell'approvvigionamento nel 2021 saranno pubblicate a giugno 2022 e potranno essere visionate sul sito internet della ElCom.

Tabella 1: Andamento della qualità di approvvigionamento in Svizzera 2016–2020 (solo interruzioni non programmate)

Nel 2020 la durata media delle interruzioni non programmate si è attestata a dodici minuti per consumatore finale, con un miglioramento a livello nazionale di quattro minuti rispetto all'anno precedente. La frequenza media di un'interruzione non programmata per consumatore finale è aumentata nel 2020 rispetto all'anno precedente, registrando in media 0,21 interruzioni per consumatore fi-

nale. La disponibilità della rete svizzera continua a essere eccellente. L'alta qualità dell'approvvigionamento in Svizzera trova conferma anche nel confronto internazionale: il «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply», infatti, classifica il nostro 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 di approvvigionamento in Svizzera. Allo stesso tempo il settore elettrico svizzero può operare sul mercato europeo e fare leva sulla propria competitività attraverso la capacità d'importazione ed esportazione. Per questo motivo la ElCom osserva lo sviluppo della capacità di frontiera disponibile (Net Transfer Capacity, NTC, composta da Import NTC ed Export NTC).

La NTC indica quanta capacità di trasporto sulle reti di interconnessione con i Paesi limitrofi può essere sfruttata per scambi commerciali di importazione o esportazione da parte di grossisti senza pregiudicare gli

standard di sicurezza. Swissgrid ne stabilisce il valore per tutti e quattro i confini svizzeri, d'intesa con i gestori delle reti di trasporto dei Paesi vicini. La capacità d'importazione e d'esportazione del Principato del Liechtenstein, che rientra nella zona di regolazione Svizzera, viene sommata alla capacità d'importazione e d'esportazione con l'Austria.

La tabella 2 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)	2017	2018	2019	2020	2021
Totale	6'987	6'756	6'657	6'982	6'562
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	5'265	5'034	4'936	5'260	4'841
Francia	3'007	2'772	2'678	2'944	2'923
Germania	1'501	1'396	1'343	1'264	1'347
Austria	757	866	915	1'052	571
Italia	1'722	1'722	1'721	1'722	1'721

Tabella 2: Capacità di importazione disponibile (NTC) della Svizzera 2016-2021 (medie annue delle NTC orarie)

Nel 2021 la capacità d'importazione è diminuita in seguito a un calo della capacità d'impor-

tazione dall'Austria, dovuta a interventi di manutenzione prolungati nella regione di Pradella.

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 riveste un ruolo fondamentale per la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera e

dei suoi Paesi confinanti (cfr. tabella 3). L'entità di tale capacità d'esportazione verso l'Italia ha tra l'altro un impatto decisivo sullo sfruttamento della capacità d'importazione della Svizzera al suo confine con la Francia, la Germania e l'Austria.

EXPORT NTC (MW)	2017	2018	2019	2020	2021
Totale	9'129	8'769	7'933	8'658	8'289
Di cui Paesi confinanti a nord (AT, DE, FR)	6'207	6'115	5'415	5'928	5'497
Francia	1'180	1'184	1'163	1'136	1'209
Germania	4'000	3'888	3'491	3'708	3'629
Austria	1'027	1'043	761	1'084	659
Italia	2'922	2'654	2'518	2'730	2'792

Tabella 3: Capacità di esportazione disponibile (NTC) della Svizzera 2016-2021 (medie annue delle NTC orarie)

Come la capacità d'importazione, anche quella d'esportazione è diminuita nel 2021 in seguito a una contrazione della capacità d'esportazione verso l'Austria (stesso motivo

citato per l'importazione). In media gli aumenti e le diminuzioni agli altri due confini settentrionali della Svizzera e al suo confine meridionale (Italia) sono rimasti contenuti.

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 FV esistenti per quanto riguarda

il loro comportamento, ovvero il loro scollegamento dalla rete, in caso di sovrafrequenza nella stessa. Tale programma era inizialmente limitato agli impianti FV con una potenza allacciata ≥ 100 kVA (Retrofit 1), poiché in essi si poteva ottenere un grande effetto in modo rapido e con uno sforzo relativamente ridotto.

Non essendo stato raggiunto, con il primo programma, il target fissato dalla ElCom di 200 MVA massimi di potenza da impianti FV non conformi, a fine 2019 la Commissione ha deciso di estendere l'iniziativa a tutti gli impianti FV con una potenza allacciata superiore a 30 kVA (Retrofit 2). Il programma Retrofit 2 ha preso il via a gennaio 2020 e obbliga i gestori di rete ad assicurare la conformità degli impianti FV interessati all'interno del loro comprensorio entro e non oltre la fine del 2022. A fine 2021 oltre il 40% dei gestori delle reti di distribuzione aveva concluso il Retrofit 2.

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

Tale compensazione avviene perlopiù adattando la produzione energetica al consumo effettivo. Affinché queste due variabili siano sempre allineate, occorrono centrali che consentano di regolare la propria produzione in modo particolarmente efficace. La potenza di regolazione approntata da tali impianti viene acquistata nell'ambito di una procedura orientata al mercato, i cui costi vengono fatti ricadere sul cliente finale sotto forma di tariffa per le prestazioni di servizio generali 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 179 milioni di franchi, in forte aumento rispetto

agli ultimi anni. Uno dei motivi è il fatto che Swissgrid, con l'attuazione della System Operation Guideline (SOGL), è tenuta ad avere una riserva di potenza di regolazione superiore. Un altro motivo è il forte aumento dei prezzi dell'elettricità a partire dalla metà del 2021, che 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, per il periodo primaverile Swissgrid acquista parte della potenza di regolazione anticipatamente. Così facendo, da un lato si garantisce la disponibilità delle riserve idriche e dall'altro si incrementa la sicurezza della pianificazione per i gestori delle centrali ad accumulazione. L'acquisto anticipato è importante per la gestione dei rischi e per comprendere i ruoli dei diversi attori. Nel corso dell'anno in rassegna i costi dell'acquisto anticipato sono stati pari a circa 6 milioni di franchi, segnando un calo rispetto ai circa 12 milioni del 2020.

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 veniva acquistata come prodotto simmetrico: ciò significa che il fornitore doveva offrire una quantità pari di potenza di regolazione secondaria positiva e negativa. Con il passaggio a un prodotto asimmetrico, è ora possibile per il fornitore offrire potenza di regolazione secondaria solo positiva o solo negativa. In questo modo Swissgrid è anche in grado di acquistare la quantità corrispondente in modo più mirato. Nel 2020, inoltre, è stato modificato anche il

criterio di acquisto della potenza di regolazione primaria, che ora viene acquistata giornalmente in sei blocchi di 4 ore. Come anzidetto, nel corso dell'anno in esame Swissgrid ha dovuto incrementare la riserva di potenza di regolazione al fine di rispettare le prescrizioni della SOGL (System Operation Guideline

dell'UE). A ulteriore incremento della liquidità, alcuni prodotti di regolazione vengono acquistati in quantità inferiori anche su piattaforme internazionali; in particolare, si tratta di potenza di regolazione primaria (FCR) e, dall'ottobre del 2020, anche di energia di regolazione terziaria (Replacement Reserve).

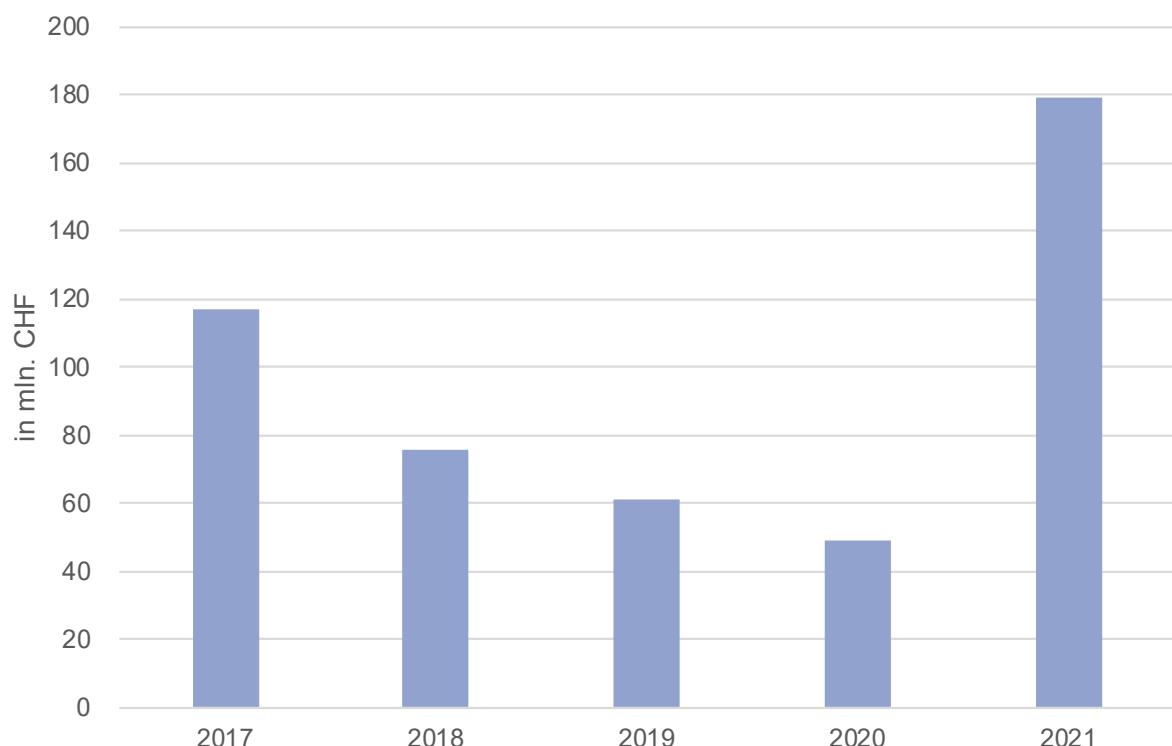


Figura 1: Andamento dei prezzi della potenza di regolazione dal 2017 al 2021

4 Le reti



Una rete elettrica efficiente e ben dimensionata è essenziale per la sicurezza dell'approvvigionamento svizzero. Nell'immagine, reti elettriche sulla pianura della Linth nella Svizzera orientale.

4.1 Dati e cifre delle reti elettriche svizzere

La rete elettrica svizzera conta circa 620 gestori di rete e si estende su una lunghezza totale di ben 207'934 chilometri, ossia cinque volte la circonferenza terrestre. Per il 71 per cento è costituita da reti di distribuzione locali (livello 7), mentre la rete di trasporto nazionale (livello 1) di Swissgrid rappresenta, con i suoi circa 6700 chilometri, poco più del tre per cento. I restanti chilometri sono ripartiti sui livelli a media tensione (livelli 3 e 5). Nell'ambito del reporting periodico sulla contabilità analitica, la ElCom effettua un rilevamento annuale delle reti elettriche svizzere secondo le diverse classi di impianto. Nel corso degli anni passati la struttura quantitativa

degli impianti si è ampliata leggermente nella maggior parte delle categorie. Conformemente alle aspettative, con la progressiva posa di cavi interrati sono diminuiti le linee aeree e i trasformatori su palo, mentre sono aumentati i cavi e le stazioni di trasformazione. Tra il 2016 e il 2020 la rete elettrica è stata ampliata del due per cento. Nel 2020 si registravano circa 5,5 milioni di destinatari di fattura a fronte di quasi 5,7 milioni di punti di misurazione. Secondo i dati dell'Ufficio federale di statistica (UST) la Svizzera conta poco più di 0,6 milioni di imprese (2019) e 8,6 milioni di abitanti (2020). Tra il 2016 e il 2020 la crescita demografica è stata pari al tre per cento circa.

Categoria di impianti	2016	2017	2018	2019	2020	Unità
Tracciato tubazione AT (LR3), MT (LR5) e BT (LR7)	119'277	120'509	122'616	124'941	130'205	km
Cavo interrato AT (LR3)	1'924	1'992	1'906	2'053	1'968	km
Cavo interrato MT (LR5)	34'044	34'675	35'307	36'433	36'428	km
Cavo interrato BT (LR7)	78'011	79'269	80'029	82'179	81'264	km
Cavo d'allacciamento domestico BT (LR7)	54'240	55'011	57'091	58'891	59'108	km
Linea aerea e cavo AAT (LR1)	6'629	6'590	6'652	6'717	6'717	km di linea
Linea aerea AT (LR3)	6'738	6'791	6'777	6'788	6'658	km di linea
Linea aerea MT (LR5)	10'061	9'784	9'458	9'346	8'818	km di linea
Linea aerea BT (LR7)	11'621	8'150	7'663	7'899	6'972	km di linea
Sottocentrale LR2, LR3, LR4, LR5	893	1'056	819	825	823	numero
Transformatore LR2	148	151	145	147	149	numero
Quadro di comando LR2 ¹	159	164	167	163	168	numero
Transformatore LR3 ²	79	77	76	76	87	numero
Quadro di comando LR3 ¹	2'577	2'600	2'586	2'680	2'431	numero
Transformatore LR4	1'142	1'150	1'143	1'153	1'143	numero
Quadro di comando LR4 ¹	2'011	2'078	2'163	2'929	2'246	numero
Transformatore LR5 ²	75	72	73	74	77	numero
Quadro di comando LR5 ¹	30'836	29'934	30'685	39'486	39'411	numero
Stazione di trasformazione LR6	53'024	53'144	53'730	54'850	54'142	numero
Stazione di trasformazione su palo LR6	5'402	5'457	5'265	5'487	4'993	numero
Cabina di distribuzione cavi BT (LR7)	174'377	174'917	177'430	182'325	191'488	numero
Punti di misurazione (tutti i consumatori)	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	5'715'085	numero
Numero di gestori di rete	643	636	630	632	623	

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 4: Impianti della rete elettrica svizzera

Il valore complessivo della rete elettrica svizzera è pari a poco meno di 21,5 miliardi di franchi, di cui circa il 90 per cento è da attribuire alla rete di distribuzione. Rispetto all'anno precedente il valore residuo degli impianti nella rete di distribuzione è aumentato di circa 0,2 miliardi, mentre i corrispettivi versati dai consumatori finali per l'utilizzazione della medesima (al netto dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici e delle tasse di incentivazione delle energie rinnovabili) sono rimasti stabili rispetto all'anno scorso, a quota 3,3 miliardi di franchi.

Le figure seguenti illustrano, per la rete di distribuzione, la ripartizione della proprietà e dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete in funzione delle dimensioni delle imprese, calcolata rispetto alla somma dei valori residui degli impianti. In entrambi i grafici, i 100 maggiori gestori di rete sono stati suddivisi, in ordine di grandezza, in gruppi di dieci (1 – 10, 11 – 20 ecc.), mentre i restanti 520 cir-

ca costituiscono il gruppo «altri». Come si può vedere nell'immagine (figura 2), le dieci imprese maggiori (colore blu scuro) possiedono all'incirca il 43 per cento del valore di tutti gli impianti dichiarati. Ciò equivale approssimativamente all'importo raggiunto insieme dalle restanti 90 imprese successive per dimensione (da gruppo 11 – 20 a gruppo 91 – 100). Le circa 520 imprese più piccole («altri», colore azzurro) possiedono soltanto una quota di proprietà del 15 per cento, più o meno la stessa di cinque anni fa.

Una distribuzione simile si riscontra anche per i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (figura 3). I dieci maggiori gestori di rete (colore blu scuro) registrano complessivamente il 44 per cento dei proventi, un valore rimasto anch'esso invariato negli ultimi cinque anni. La quota dei circa 520 piccoli gestori di rete («altri», colore azzurro) sul totale dei proventi risulta leggermente in calo e si attesta al 14 per cento.

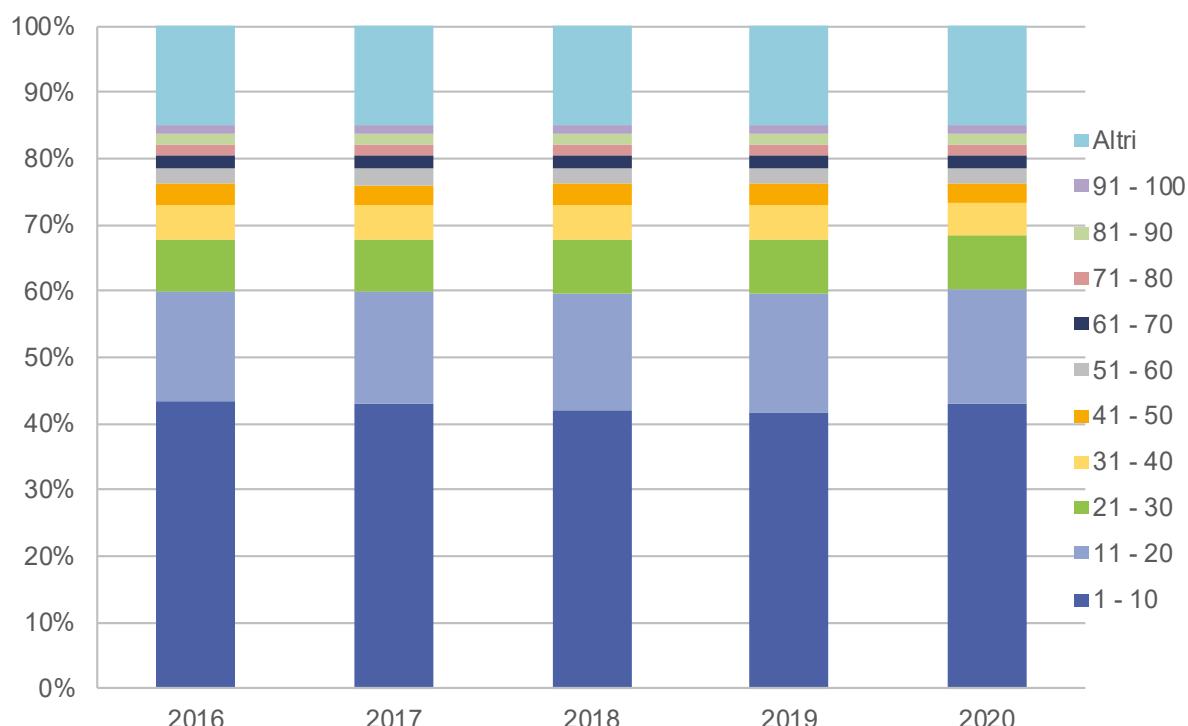


Figura 2: Percentuale di proprietà della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

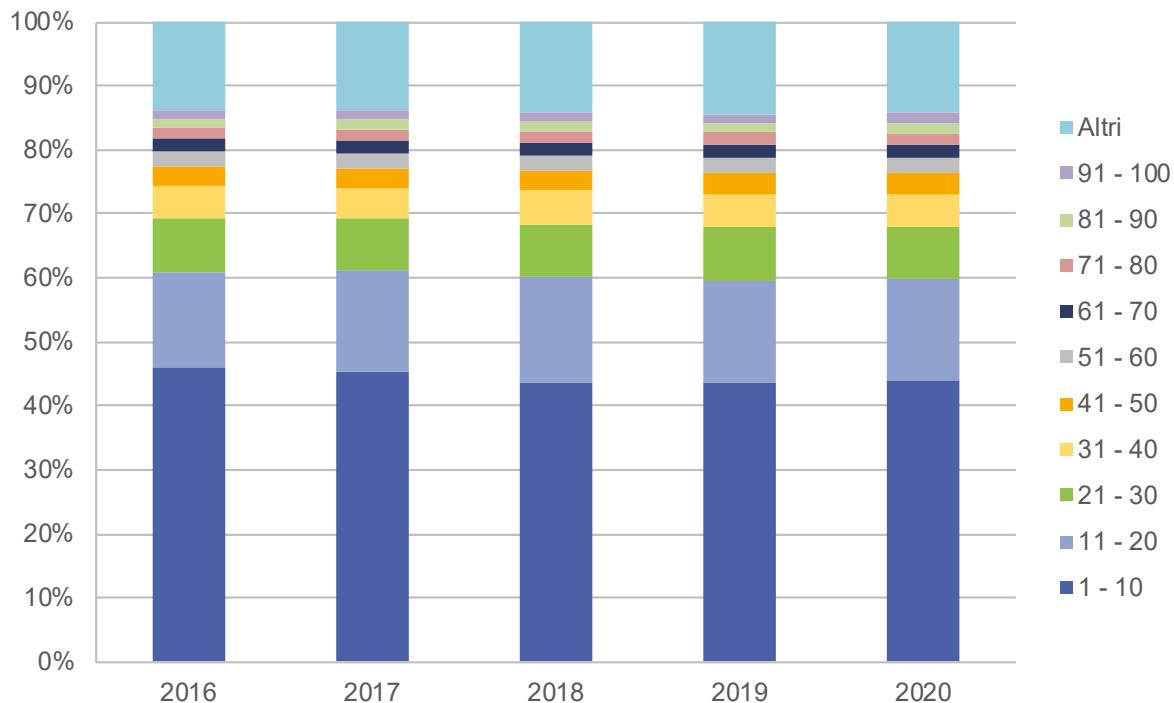


Figura 3: Percentuale dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di distribuzione, calcolata in base alle dimensioni delle aziende

Per il 2020 i gestori della rete di distribuzione hanno dichiarato costi di rete pari complessivamente a poco più di 5,1 miliardi di franchi (inclusi i tributi e le prestazioni nonché i supplementi sulla rete di trasporto). I costi di rete sono costituiti, come sancito dalla legislazione sull'approvvigionamento elettrico, dai costi di esercizio e del capitale di una rete sicura, performante ed efficiente, a cui si aggiungono gli oneri fiscali, i tributi e le prestazioni agli enti pubblici, nonché i supplementi sulla rete di trasporto. Non sono inclusi, invece, i costi a monte sostenuti dai singoli gestori di rete poiché, essendo registrati come proventi dai rispettivi operatori a monte, rappresentano una posizione complessivamente neutra. Nella rete di distribuzione i costi di

esercizio e del capitale rappresentano la componente più rilevante dei costi di rete, con una quota del 68 per cento, pari a poco più di 3,4 miliardi di franchi (figura 4).

Negli ultimi cinque anni la quota dei tributi e delle prestazioni è cresciuta di otto punti percentuali, raggiungendo quasi il 31 per cento. Rientrano in questa voce, da un lato, i tributi e le prestazioni chiesti da Cantoni e Comuni (8% dei costi) e, dall'altro, le tasse di incentivazione previste dal diritto federale per promuovere la produzione di energie rinnovabili (con 2.3 ct./kWh, 23% dei costi). L'aumento di questa voce di costo durante gli anni passati è dovuta principalmente al progressivo incremento di questa tassa dal 2014 al 2018.

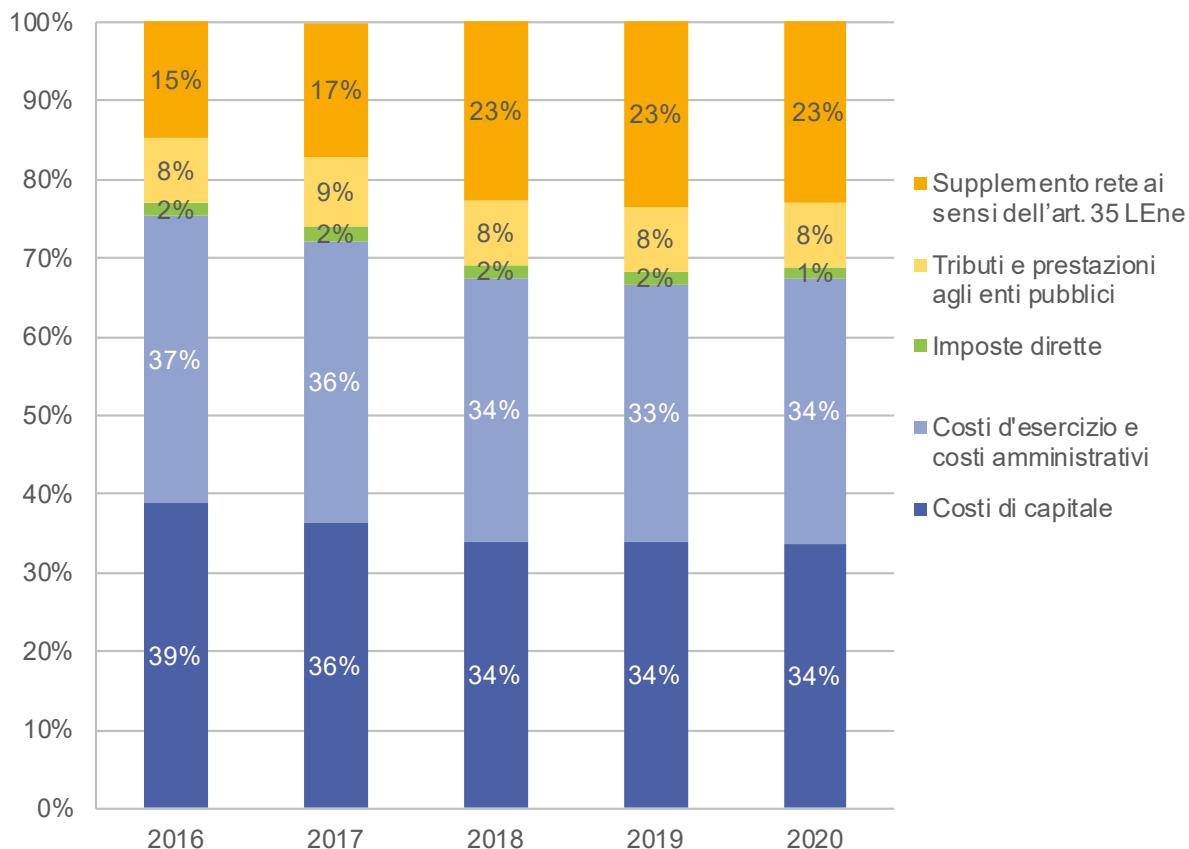


Figura 4: Composizione dei costi della rete di distribuzione

Nel suo rapporto di gestione 2020 Swissgrid dichiara costi di utilizzazione della rete per 507 milioni di franchi e costi per le prestazioni di servizio relative al sistema per 155 milioni di franchi. Se al totale di questi costi della rete di trasporto, pari a poco meno di 0,7 miliardi di franchi, si sommano i costi della rete di distribuzione, pari a poco più di 5,1 miliardi di franchi, si ottiene un importo complessivo dei costi della rete elettrica svizzera pari a quasi 5,8 miliardi di franchi. Come questi si ripartiscano tra i singoli livelli di rete (LR)

è illustrato nella figura 5. La rete di distribuzione locale (LR7) assorbe ben la metà dei costi, con circa 2,9 miliardi di franchi, mentre un ulteriore quinto di essi è causato dal LR5. I costi riconducibili ai livelli di trasformazione (LR2, LR4, LR6) – gli anelli di congiunzione tra i diversi livelli di linee – risultano invece relativamente bassi. Alla rete ad alta tensione gestita da Swissgrid (LR1, incl. PSRS) è imputata una quota del 12 per cento dei costi totali sostenuti per la rete elettrica svizzera.

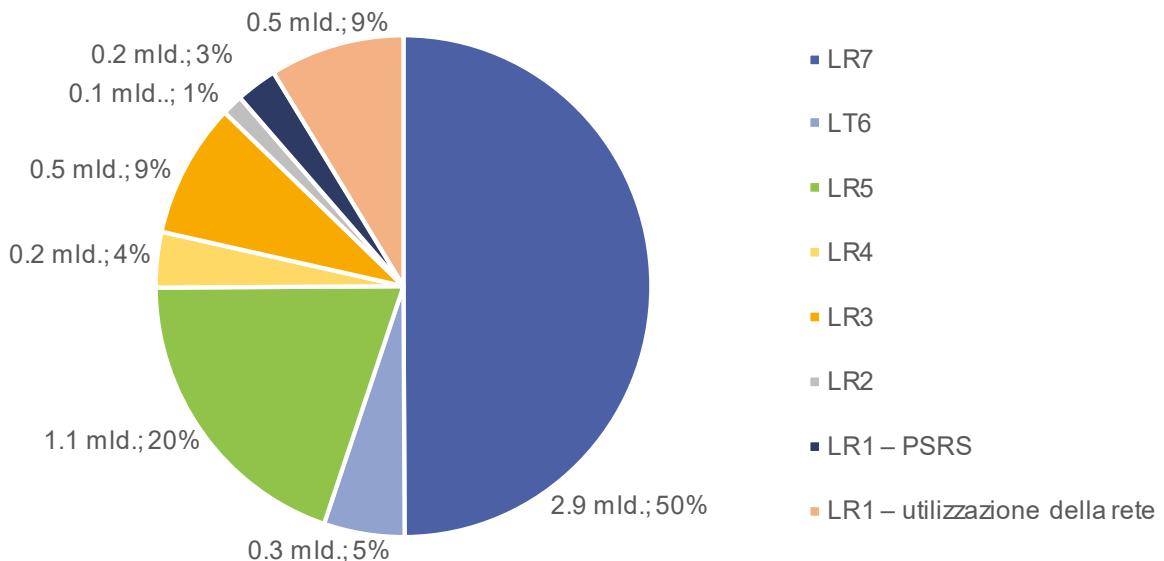


Figura 5: Costi in mld. CHF e in percentuale della rete elettrica svizzera (inclusi tributi e prestazioni nonché supplementi sulla rete di trasporto), suddivisi tra rete di trasporto (LR1) e rete di distribuzione (LR2-7), 2020

4.2 Ampliamento e pianificazione della rete

4.2.1 Pianificazione pluriennale relativa alla rete di trasporto

Secondo l'articolo 9a LAEI, l'Ufficio federale dell'energia (UFE) elabora uno scenario di riferimento finalizzato alla pianificazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione ad alta tensione. A tale scopo si deve tenere conto degli obiettivi di politica energetica della Confederazione, dei dati economici globali e del contesto internazionale. Per l'elaborazione dello scenario di riferimento, l'UFE coinvolge in maniera adeguata i Cantoni, la società nazionale di rete, i restanti gestori di rete e altri interessati. Secondo l'articolo 5a OAEI, lo scenario di riferimento è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni. Il 24 novembre 2021 l'UFE ha aperto la consultazione in merito allo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche.

L'articolo 9d LAEI, entrato in vigore il 1° giugno 2021, prevede che la società nazionale di rete sottponga 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 OAEI, anch'esso entrato in vigore il 1° giugno 2021.

Poiché non è ancora disponibile uno scenario di riferimento, la pianificazione pluriennale di Swissgrid si basa sul rapporto sulla Rete strategica 2025, completato all'inizio del 2015. 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 del 2025 costituisce una tappa fondamentale per la pianificazione degli elettrodotti su tutto il territorio elvetico e può altresì contribuire a migliorare il coordinamento internazionale in termini di utilizzazione e finanziamento della rete. Gli ordini di grandezza previsti per gli investimenti nel potenziamento e mantenimento della rete paiono plausibili. Sulla base di tale pianificazione, inoltre, è possibile garantire nel tempo il valore della rete di trasporto.

In linea di principio, il rapporto sulla rete strategica del 2025 tiene conto del criterio dell'equilibrio degli investimenti (art. 22 cpv. 3 LAEI). L'indeterminatezza della «performance» potrebbe tuttavia essere nettamente maggiore rispetto a quella che i calcoli esatti e approfonditi suggeriscono per il beneficio netto dimostrato. Nelle future discussioni relative al piano pluriennale e nella valutazione di eventuali varianti alle procedure del piano settoriale e di approvazione dei piani occorrerà quantificare i fattori di incertezza attraverso opportuni calcoli della sensibilità. Così facendo, l'analisi costi-benefici acquisterà maggiore significatività. In vista dell'allocazione tran-

sfrontaliera dei costi (CBCA), sarà necessario approfondire la discussione metodologica tra Swissgrid e la ElCom nonché in seno a tutti gli organismi preposti. Sulla scorta del rapporto di Swissgrid, il criterio difficilmente quantificabile dell'efficienza può ora essere valutato attraverso un metodo estremamente obiettivo e alla luce di ipotesi trasparenti. Nonostante questo aspetto sia positivo, va considerato che le indeterminatezze riscontrate in sede di valutazione del «beneficio» si riflettono anche nel criterio dell'efficienza. Anche in questo caso, andranno pertanto compiuti gli stessi esercizi di calcolo della sensibilità di quelli utilizzati per le incertezze a livello di beneficio.

4.2.2 Pianificazione pluriennale relativa alle reti 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 del capoverso 3 dell'articolo 9b LAEI, può stabilire requisiti minimi. Inoltre, secondo il capoverso 4, il Consiglio federale può vincolare i gestori di rete a pubblicare i loro principi.

L'articolo 9c LAEI sancisce poi l'obbligo, per i gestori di rete, di coordinare la propria pianificazione della rete. Ciò include anche l'obbligo di mettersi reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni necessarie a tale scopo. A questo riguardo, i gestori di rete devono coinvolgere adeguata-

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

Il 1° giugno 2021 è entrato in vigore l'articolo 9d LAEI. Esso prevede che i gestori di rete, basandosi sullo scenario di riferimento e in funzione del fabbisogno supplementare per il proprio comprensorio, allestiscano per le proprie reti con una tensione superiore a 36 kV un piano di sviluppo per un periodo di dieci anni (piano pluriennale). Nel piano pluriennale vanno descritti i progetti previsti, illustrando in che misura essi siano efficaci e appropriati in termini tecnici ed economici. Vanno inoltre indicate le misure di sviluppo della rete previste oltre il periodo di dieci anni da esso coperto. Ai sensi dell'articolo 6d capoverso 2 OAEI, entrato anch'esso in vigore il 1° giugno 2021, i piani pluriennali delle reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV sono redatti dai gestori di rete entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale.

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

Nell'ambito delle procedure per il Piano settoriale Elettrodotti (PSE) e delle procedure di approvazione dei piani (PAP), la ElCom verifica il

rispetto dei criteri contenuti nella LAEI (rete sicura, performante ed efficiente). Il DATEC decide in merito alle divergenze tra ElCom, UFE

ed ESTI (cfr. accordo del 21 marzo 2018 [aggiornato al 5 maggio 2020]). Su sollecitazione della ElCom, Swissgrid ha creato il «Sistema modulare per linee», uno strumento utile nella pianificazione di progetti di linee da realizzare sulla rete di trasporto al fine di calcolare sistematicamente i costi delle varianti PSE.

Nel 2021 la ElCom ha preso parte, nell'ambito dei compiti conferiti dalla legge, al gruppo di accompagnamento istituito per le seguenti procedure PSE: All'Acqua – Magadino, Vallemaggia

(PSE 109), Innertkirchen – Ulrichen (PSE 203), cavi d'ingresso Innertkirchen (PSE 202.1), Marmorera – Tinzen (PSE 701.1), Airolo – Göschenen (richiesta di rinuncia al PSE). Una sfida certamente non trascurabile è rappresentata dalla scadenza anticipata di alcune servitù di una linea Swissgrid sul territorio comunale di Balzers nel Liechtenstein. Su diversi progetti, inoltre, la ElCom ha formulato vari pareri nell'ambito delle procedure di approvazione dei piani.

¹ Disponibile all'indirizzo 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 effettuati

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 2020 è stato di 151,6 milioni di franchi. Negli anni

tra il 2016 e il 2020 gli investimenti annui nella rete di trasporto sono stati pari, in media, a 145 milioni di franchi.

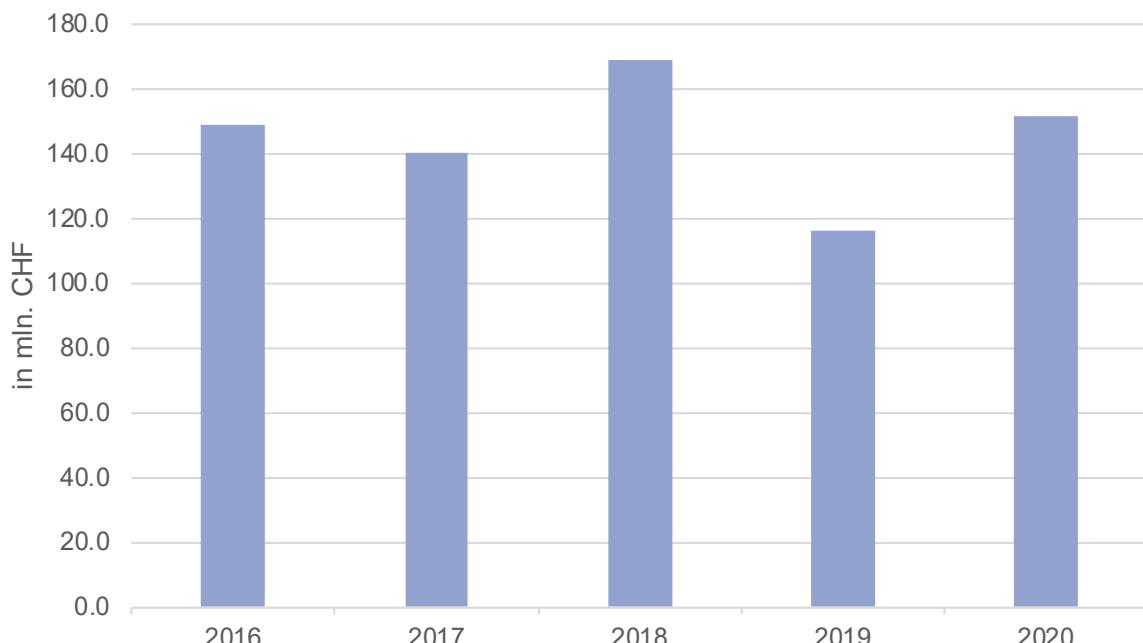


Figura 6: Investimenti nella rete di trasporto

4.3.2 Investimenti nella rete di distribuzione

Nel periodo 2016-2020 i gestori della rete di distribuzione hanno investito ogni anno circa 1,4 miliardi di franchi (figura 7). In questo lasso di tempo gli ammortamenti sono aumentati, portandosi da circa 920 milioni di franchi a oltre 940 milioni di franchi. Il surplus di investimenti si è così ridotto, passan-

do da circa 465 milioni di franchi a poco meno di 437 milioni di franchi. Allo stesso tempo, essendo l'affidabilità delle reti elettriche svizzere molto elevata – anche nel confronto internazionale (cfr. paragrafo 3.6) – la ElCom resta dell'avviso che gli investimenti nella rete di distribuzione siano sufficienti.

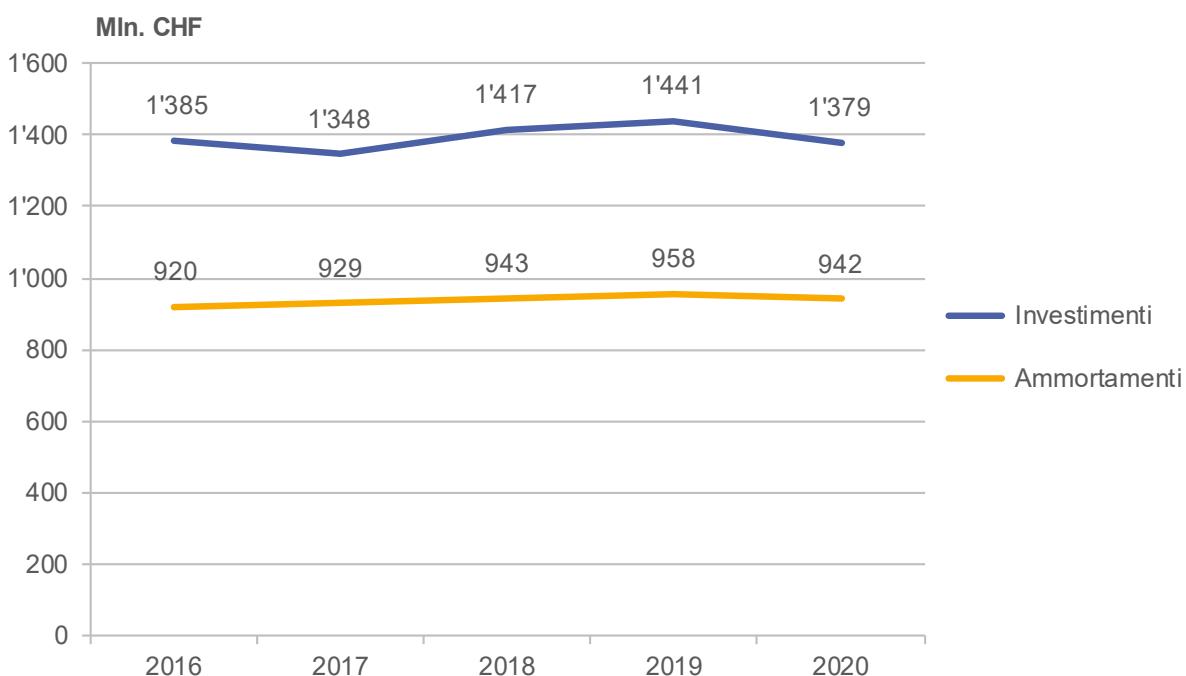


Figura 7: Andamento degli investimenti e degli ammortamenti nella rete di distribuzione

4.3.3 Tasso d'interesse calcolatorio WACC Rete

Nel 2021 la ElCom ha partecipato a un gruppo di lavoro dell'UFE incaricato di rivedere l'attuale metodo di calcolo del WACC (Weighted Average Cost of Capital) secondo l'allegato 1 OAEI, avendo l'opportunità di presentare le proprie osservazioni in merito. Nel corso di tale processo la ElCom ha fatto notare a più riprese che, applicando l'attuale metodologia nell'odierno contesto di bassi tassi d'interesse, il WACC risultante è troppo elevato, per cui sarebbe opportuna una correzione, soprattutto ai tetti minimi del tasso esente da rischi.

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

La remunerazione è calcolata tramite il WACC, un metodo ampiamente riconosciuto nel campo della regolazione. Come base si considerano i costi medi del capitale proprio e di terzi che, per semplificare, incorporano di volta in volta un interesse esente da rischi con un supplemento. Nell'attuale metodo di calcolo del WACC secondo l'allegato 1 OAEI i tassi d'interesse sul capitale proprio e di terzi esenti da rischi sono fissati rispettivamente allo 0,5% e al 2,5% («floor»).

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

Secondo la ElCom il WACC dovrebbe essere definito in modo tale che – tenendo conto del minor rischio specifico previsto dal sistema cost-plus – gli investimenti nelle reti elettriche non

siano, rispetto ad altre categorie di impianti, meno interessanti di altre possibilità d'investimento. Viceversa, per motivi di trasparenza si dovrebbe evitare di incentivare, attraverso il WACC, gli investimenti nella rete (e anche nella produzione). Questa prassi, infatti equivarrebbe oggettivamente a un sussidio – che, se così fosse, dovrebbe essere esposto in maniera trasparente. Dal punto di vista della ElCom le sfide future, come ad es. la decentralizzazione della produzione o la tendenza a una maggiore desolidarizzazione dei costi di rete, richiedono nuovi modelli all'avanguardia che garantiscano un finanziamento sostenibile della rete.

Quale autorità di regolazione, la ElCom è responsabile di sorvegliare l'applicazione della legge sull'approvvigionamento elettrico e quindi il rispetto dell'articolo 6 LAEl, secondo cui le tariffe per i consumatori fissi finali e per i consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete devono essere adeguate. Essa è pertanto favorevole a un metodo di calcolo del WACC che tenga conto dei rischi legati all'esercizio della rete e anche della situazione contingente sui mercati dei capitali. In tal modo la remunerazione non solo genera un indennizzo adeguato ai rischi sul capitale investito nell'esercizio della rete, ma consente anche di definire tariffe adeguate.

4.4 Potenziamenti della rete

I potenziamenti della rete possono rivelarsi necessari, ad esempio, al fine di allacciare alla rete di distribuzione uno o più produttori di nuove energie rinnovabili. Swissgrid rimborsa 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 sta-

bilisce i criteri per la valutazione di queste ultime. Nel corso dell'anno in rassegna, la ElCom ha valutato 25 domande di rimborso dei costi per potenziamenti di rete.

Nel 2020 la ElCom ha stabilito che il diritto al rimborso dei costi necessari per il potenziamento della rete si prescrive dopo cinque anni. Una decisione è stata impugnata dinanzi al Tribunale amministrativo federale, essendo controversa la durata del termine di prescrizione. Con sentenza A-2593/2020 del

5 maggio 2021 la suddetta corte ha confermato la decisione della ElCom, stabilendo che il rimborso per i potenziamenti di rete è da considerarsi un'indennità ai sensi dell'articolo 3 capoverso 2 lettera a della legge sui sussidi (LSu). I crediti concernenti aiuti finanziari o indennità si prescrivono in cinque anni (art. 32

cpv. 1 LSu). Nel caso di specie il diritto al rimborso dei costi per il potenziamento della rete è caduto in prescrizione cinque anni dopo che tali costi sono diventati noti. Negli ultimi 13 anni, la ElCom ha emanato in totale 996 decisioni in tal senso (cfr. figura 8, tabella 5).

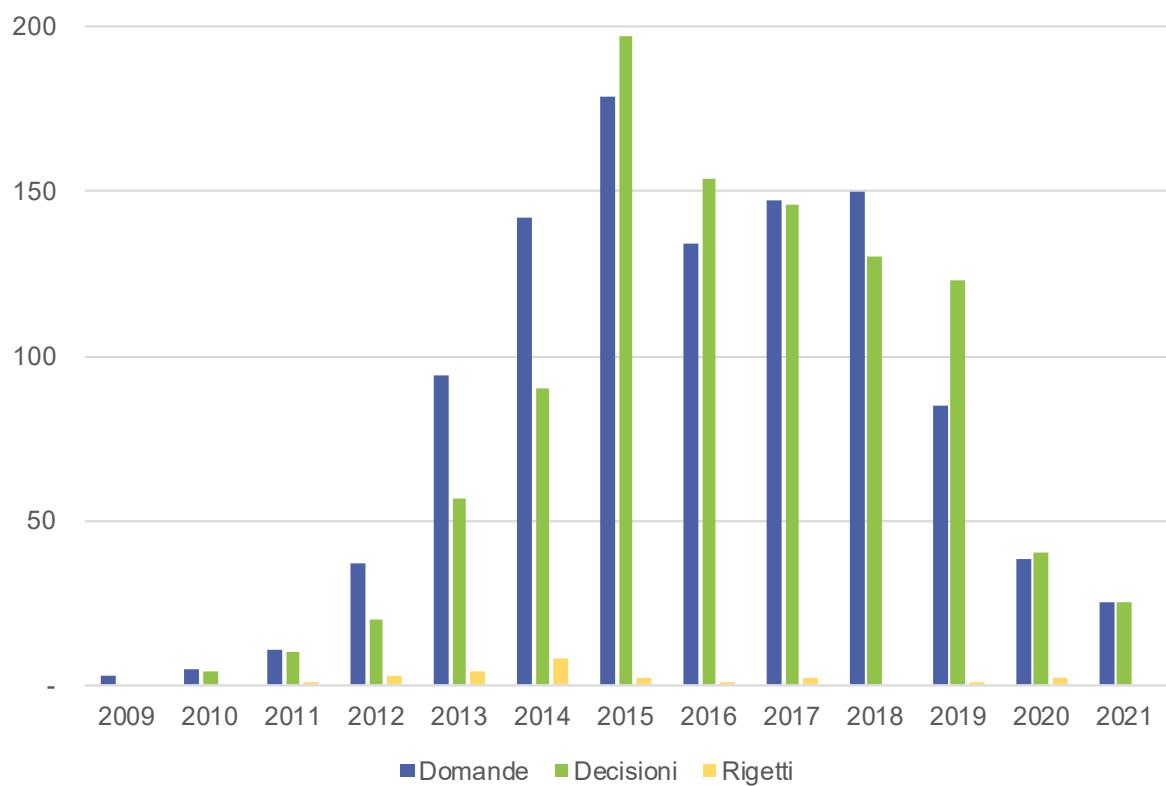


Figura 8: Andamento del numero di domande, decisioni e rigetti relativi ai potenziamenti di rete

A fine 2021, il totale dei costi per potenziamenti di rete è risultato pari a circa 116,7 milioni di franchi a fronte di una potenza installata di 368,1 MW complessivi. La tabella 5

fornisce una panoramica dei parametri essenziali relativi alle domande di rimborso accolte per i potenziamenti di rete necessari realizzati tra gli anni 2009 e 2021.

	Totale	FV	Idro	Eolico	Altro¹
Numero di decisioni	996	937	34	4	21
Valore minimo potenza generatore [kW] ²	4	4	29	1'500	22
Valore massimo potenza generatore [kW] ²	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Totale potenza generatore [kW]	368'106	158'069	65'588	30'000	114'449
Valore minimo costi [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Valore massimo costi [CHF] ²	9'262'389	746'912	2'990'952	9'262'389	2'117'200
Totale costi [CHF]	116'670'841	71'006'334	20'069'704	19'853'343	5'741'460
Costi medi [CHF] ³	117'022	75'861	590'285	3'308'891	273'403
Valore minimo costi relativi [CHF/kW] ⁴	3	3	5	451	3
Valore massimo costi relativi [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	4'148	1'116	2'877
Costi relativi medi [CHF/kW] ⁴	317	449	306	662	50

1) Ad es. biomassa e tipologie di impianti differenti

2) Per ciascuna domanda / decisione

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

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

Tabella 5: Statistica delle decisioni 2009 – 2021 in materia di potenziamento della rete

4.5 Società nazionale di rete

Nella prima metà dell'anno, in 19 decisioni la ElCom ha definito le differenze di copertura degli ex proprietari delle reti di trasporto per gli anni tariffari 2011 e 2012 e i valori residui regolamentari a fine 2012. In un'altra decisione, invece, ha stabilito le differenze di copertura di Swissgrid per gli anni tariffari 2011 e 2012. In base ai valori residui regolamentari, Swissgrid e le aziende interessate hanno successivamente calcolato l'indennità di espropriazione definitiva dovuta da Swissgrid

per la rete di trasporto, di cui la maggior parte le era stata trasferita già a inizio 2013. Il valore di espropriazione della rete di trasporto ammonta a circa 3 miliardi di franchi, il valore regolamentare a circa 2,5 miliardi di franchi. Nell'anno in esame la ElCom ha inoltre verificato che Swissgrid avesse eseguito correttamente le disposizioni della Commissione secondo la cosiddetta decisione sulla verifica del sistema pubblicata nel 2019.

5 Il mercato svizzero dell'energia elettrica



Grazie alla sua topografia e alle precipitazioni mediamente abbondanti la Svizzera offre le condizioni ideali per lo sfruttamento della forza idrica. Nell'immagine la centrale ad acqua fluente di Hagneck.

5.1 Struttura dei gestori di rete svizzeri

Tra il 2015 e il 2020 il numero di gestori di rete in Svizzera è sceso quasi del quattro per cento, attestandosi a 623 unità. Questa tendenza verso il basso si osserva già da molto tempo. Le ragioni sono da ricercare nelle acquisizioni di reti da una parte e nelle fusioni di Comuni dall'altra. Secondo l'Elenco ufficiale dei Comuni della Svizzera, tra il 2015 e il 2020 il numero dei Comuni è sceso da 2'324 a 2'148, ossia dell'otto per cento. Nello stesso periodo la popolazione svizzera è cresciuta di poco più del tre per cento. A seguito di tutto

ciò è aumentato il numero di consumatori finali per gestore di rete. Tuttavia, le dimensioni di un tipico gestore della rete di distribuzione rimangono ridotte (figura 9), considerato che il valore mediano dei consumatori finali riforniti da un gestore è pari a poco meno di 1'500 unità. Soltanto 80 gestori di rete hanno al loro attivo più di 10'000 consumatori finali e 12 di essi più di 100'000. Complessivamente, i gestori di rete svizzeri forniscono elettricità a oltre 5,5 milioni di clienti.

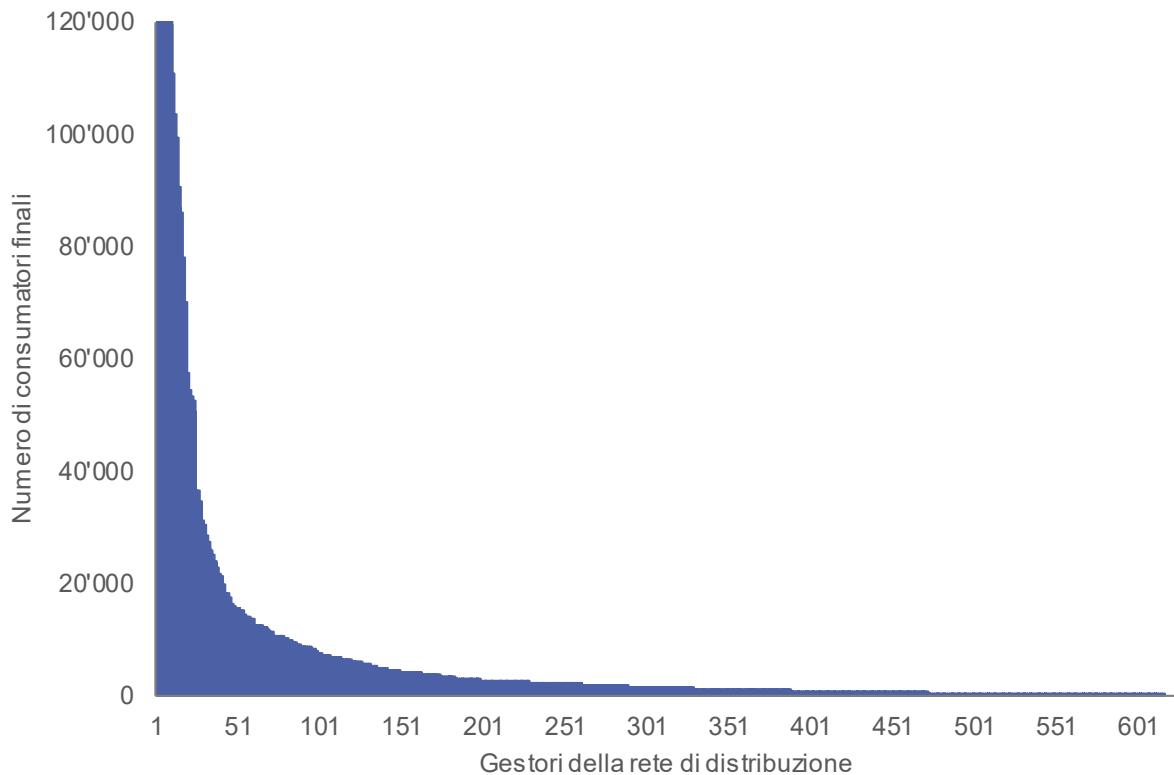


Figura 9: Numero di clienti finali per gestore della rete di distribuzione. A beneficio della leggibilità, la scala verticale è stata interrotta a 120'000 consumatori finali – il che riguarda nove gestori di rete.

5.2 Accesso al mercato e quota di passaggio ad altri fornitori

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

Per determinare il numero di consumatori finali potenziali ed effettivi sul libero mercato,

la ElCom conduce regolarmente un'indagine presso i maggiori gestori della rete di distribuzione. Attualmente sono interessati i 76 gestori di rete con un prelievo superiore a 100'000 MWh, che riforniscono complessivamente circa il 70 per cento dei consumatori finali svizzeri, ovvero 3,8 milioni. Dei 34'539 consumatori finali aventi diritto d'accesso al mercato (0,6 per cento dei consumatori finali), 23'394 (68 per cento) hanno esercitato tale facoltà fino al 2021 compreso. Con un consumo totale pari a 40,4 TWh, i consumatori finali presenti nei compensori d'approvigionamento di tali gestori di rete rappresentano

circa il 75 per cento del consumo finale in Svizzera¹. Poco meno della metà di questi 40,4 TWh – ossia 18,3 TWh – è destinata a consumatori finali aventi diritto al libero accesso al mercato. Coloro che hanno optato per il mercato libero consumano 15,3 TWh, ovvero l'83 per cento dell'energia liberalizzata.

Nei primi anni di apertura del mercato sono stati relativamente pochi coloro che hanno esercitato il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica (figura 10). Negli anni successivi, di fronte al calo dei prezzi di mercato, il gruppo dei consumatori finali che hanno usufruito di tale diritto è cresciuto sensibilmente. Nel 2021 la quota di grandi consumatori che acquistano energia sul libero

mercato è diminuita leggermente. Ciò è da ricondurre al fatto che il numero di consumatori con il diritto di accedere al libero mercato è aumentato più del numero di consumatori che hanno scelto effettivamente l'accesso al libero mercato. Secondo le cifre più recenti, finora sono passati al libero mercato due terzi di tutti i clienti che vi hanno diritto (curva arancione). Essi acquistano quattro quinti della quantità di energia dei clienti con diritto di accesso al libero mercato (curva blu), il che evidenzia come siano piccoli, in confronto, coloro che non hanno ancora esercitato il proprio diritto d'accesso al mercato.

¹ Il consumo finale medio degli anni dal 2011 al 2020, al netto dei trasporti pubblici e dell'illuminazione, è stato pari a 53,3 TWh (fonte: Ufficio federale dell'energia).

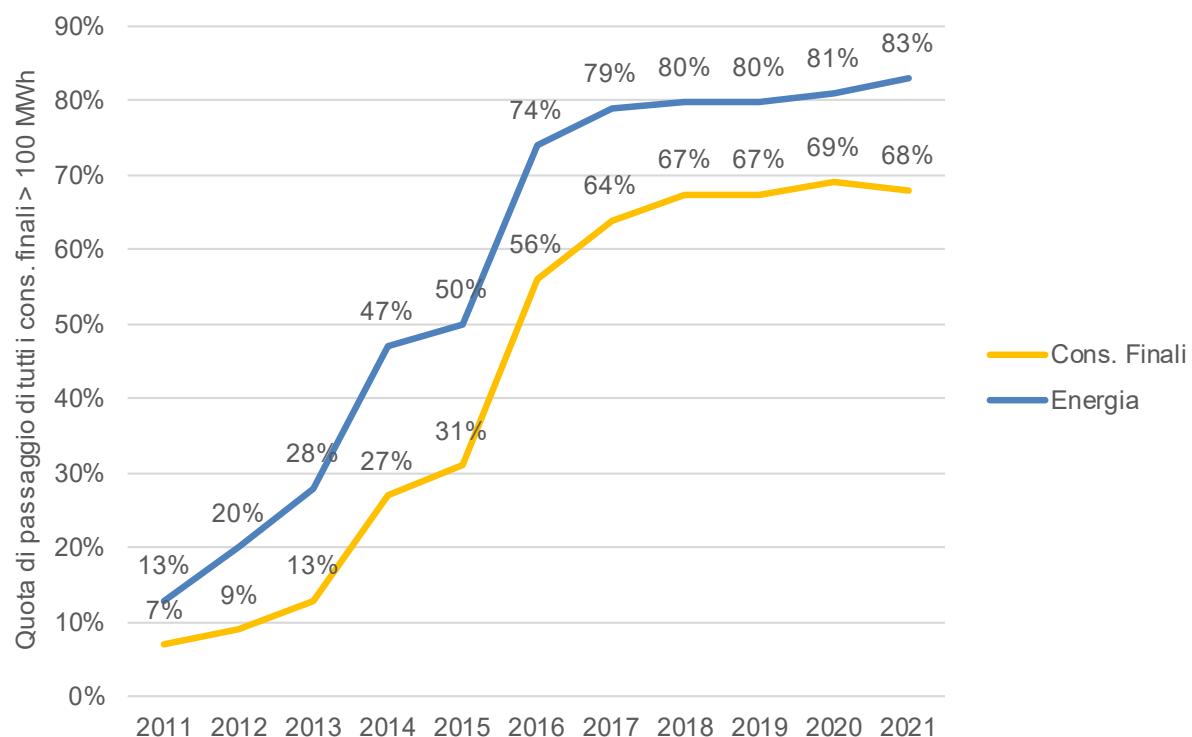


Figura 10: Passaggio al mercato libero

La seguente figura 11 mostra la ripartizione della quantità di energia venduta in funzione delle dimensioni dei gestori – come nelle fig. 2 e 3, le 100 maggiori imprese sono suddivise in ordine di grandezza in gruppi di dieci (1 – 10, 11 – 20 e così via fino a 91 – 100), mentre le restanti 520 più piccole sono raggruppate nella categoria «altri». Il 43 per cento dell'energia elettrica venduta ai consumatori

finali nella rete di distribuzione è fornita dai dieci maggiori gestori di rete (blu scuro). Se si allarga la prospettiva ai 50 maggiori gestori di rete, la quota di energia fornita sale a oltre il 70 per cento. I 50 gestori successivi per dimensione forniscono complessivamente un decimo e i rimanenti un sesto dell'energia utilizzata dai consumatori finali.

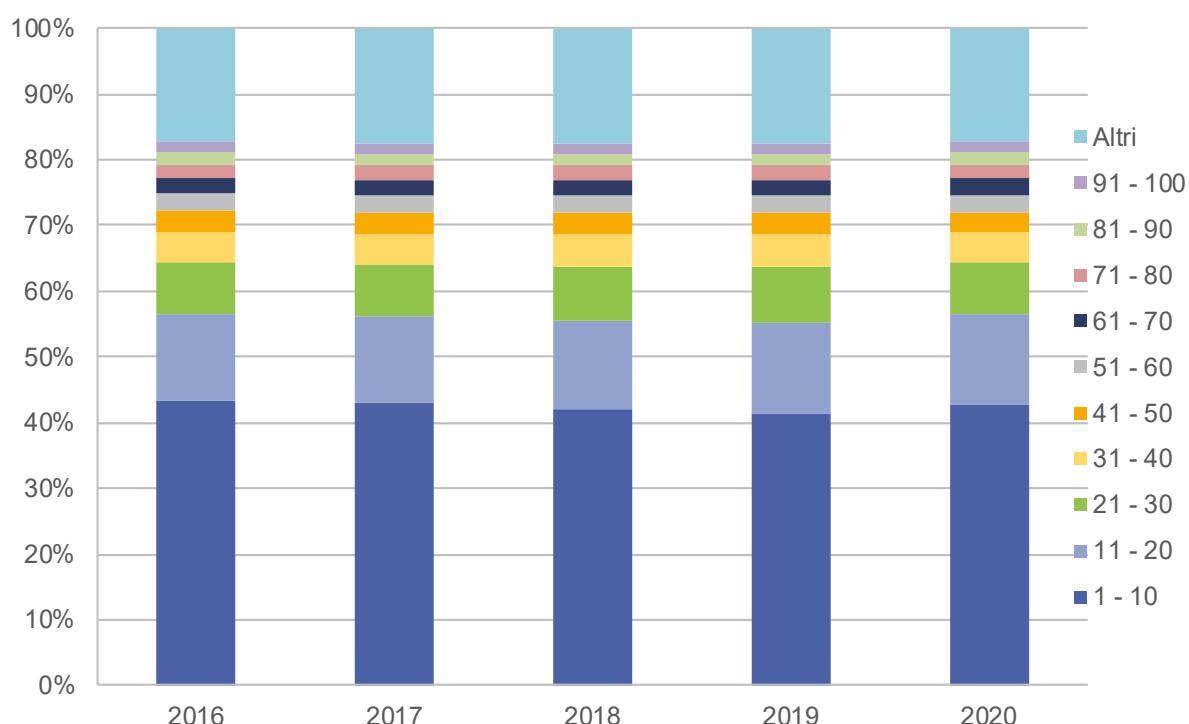


Figura 11: Percentuale di forniture energetiche nella rete di distribuzione, in base alle dimensioni delle aziende

5.3 Tariffe della rete di trasporto

Come evidenzia il confronto nella tabella 6, le tariffe della rete di trasporto rimangono soggette a notevoli oscillazioni. Le prestazioni generali di servizio relative al sistema (PSRS) sono rimaste identiche, nell'anno tariffario 2022, rispetto al 2021. Le tariffe per l'utilizzazione della rete, disciplinate dall'arti-

colo 15 capoverso 3 OAEI (30% tariffa di lavoro, 60% tariffa di potenza, 10% tariffa di base), sono invece aumentate rispetto all'anno precedente. Per contro, la tariffa per le perdite attive è stata ridotta da 0,25 a 0,14 ct./kWh (cfr. a riguardo anche il cap. 3.7 Prestazioni di servizio relative al sistema).

	2018	2019	2020	2021	2022
Utilizzazione della rete					
Tariffa di lavoro [ct./kWh]	0.23	0.19	0.18	0.20	0.25
Tariffa di potenza [CHF/MW]	38'200	31'100	28'800	33'600	43'920
Tariffa base fissa per punto di prelievo	365'300	288'000	269'400	319'800	413'040
Tariffa PSRS generale [ct./kWh]	0.32	0.24	0.16	0.16	0.16
Tariffa delle PSRS individuali					
Perdite attive [ct./kWh]	0.08	0.14	0.25	0.15	0.14

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

Per confrontare tra loro le tariffe di rete dei diversi gestori, la ElCom converte le componenti «tariffa di lavoro», «tariffa di potenza» e «tariffa di base» in ct./kWh. Sommando tra loro le singole componenti tariffarie della rete di trasporto in centesimi per chilowattora si ottiene, per le tariffe del 2021, il valore di 0,92 ct./kWh e, per quelle del 2022, il valore di 1,06 ct./kWh. Nel complesso, un nucleo familiare tipo con un consumo annuo di 4'500 kWh (categoria H4: appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice ma

senza boiler elettrico) paga in media, per il trasporto e la distribuzione di energia, 9,7 ct./kWh a titolo di corrispettivo per l'utilizzazione della rete (cfr. paragrafo seguente, figura 12), che proiettato su un anno equivale, a fronte di un consumo di 4'500 kWh, a una bolletta elettrica di 972 franchi. Ne consegue che, per questo nucleo familiare, la quota di 1,06 ct./kWh ovvero di 50 franchi all'anno relativa alla rete di trasporto rappresenta ancora una volta ben il dieci per cento dei costi di rete quantificati nelle tariffe del 2022.

5.4 Tariffe della rete di distribuzione

Struttura tariffaria in generale

Anche nel 2021 la ElCom ha risposto a numerose domande concernenti le modifiche della legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico, entrate in vigore il 1° giugno 2019. Alcune di esse sono state integrate nella comunicazione «FAQ: domande e risposte sulla Strategia energetica 2050». Con l'aumento dei sistemi di misurazione intelligenti nella rete di distribuzione svizzera si introducono sempre nuovi modelli tariffari, proposti ad esempio nelle tariffe di rete come tariffe opzionali a quella di base. Un'altra possibilità sono le tariffe dinamiche, che tengono maggiormente conto dei

prelievi dei consumatori finali e consentono di risparmiare costi attraverso, ad esempio, una gestione differenziata dei carichi e un consumo differenziato. Alle prescrizioni di legge attuali, una tariffa dinamica di questo tipo può essere offerta a determinate condizioni. Già nel 2019 la ElCom ha pubblicato in merito la comunicazione «Domande e risposte su nuovi tipi di tariffe e tariffe dinamiche relative all'utilizzazione della rete e alla fornitura di energia»¹, al cui punto 3.3 sono specificate le condizioni quadro di legge.

Nel 2022 il prezzo medio dell'elettricità di un'economia domestica con profilo di consumo H4 risulta pari a 21,6 ct./kWh (cfr. figura 12).

Il prezzo dell'elettricità si compone di quattro elementi: il corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il prezzo dell'energia, i tributi agli enti pubblici e le tasse federali per l'incentivazione delle energie rinnovabili indigene. Le prime tre voci devono essere pubblicate dai gestori di rete entro la fine del mese di agosto precedente l'anno tariffario in questione. Mediamente, anche nel 2022 il prezzo dell'elettricità è leggermente aumentato rispetto all'anno prima: le tariffe di rete di 0,1 ct./kWh e le tariffe energetiche di 0,2 ct./kWh. Le tasse per l'incentivazione delle energie rinnovabili non hanno subito variazioni, mentre i tri-

buti agli enti pubblici sono stati incrementati in media di 0,1 ct./kWh (5,7% rispetto all'anno precedente). A partire dall'anno tariffario 2018 i gestori di rete dichiarano sia il prodotto più economico che il loro prodotto standard. Al consumatore finale che non scelga esplicitamente un altro prodotto viene fatturato il prodotto standard. Quest'ultimo si riferisce di norma esclusivamente all'energia. Per tale ragione, a partire dal 2018 le tariffe della rete di distribuzione sono confrontabili solo in misura limitata con gli anni precedenti.

¹ Disponibile all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni.

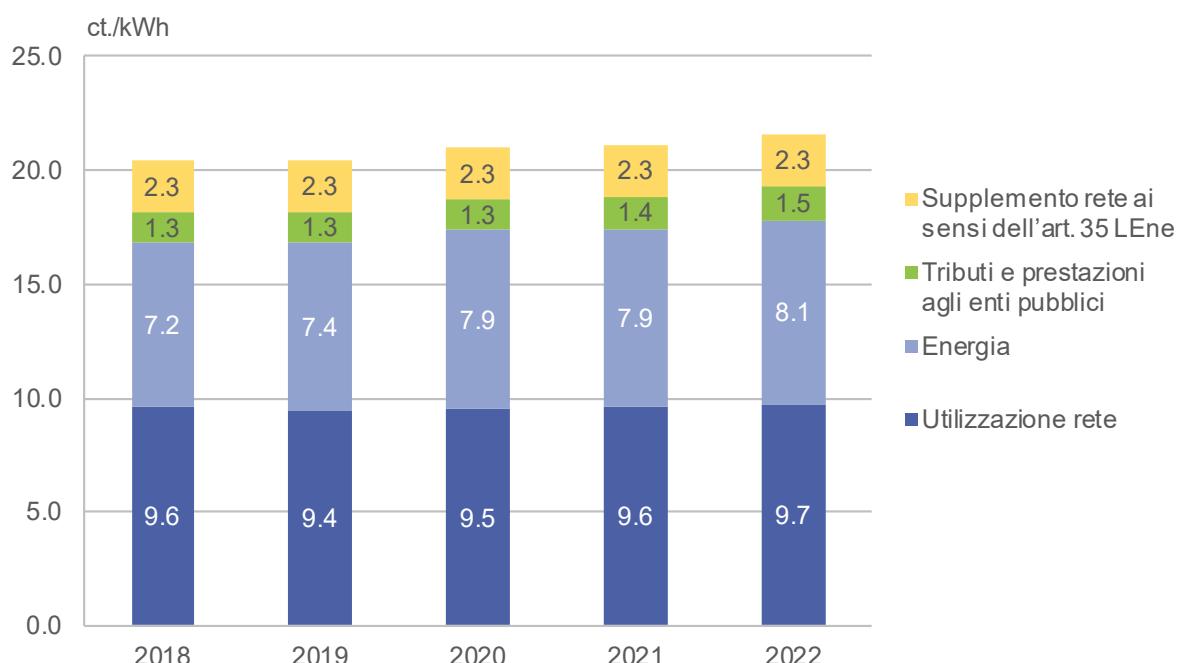


Figura 12: Componenti tariffarie del prezzo complessivo medio dell'elettricità per il profilo di consumo H4 (IVA esclusa)

Le tariffe nella Figura 12 si riferiscono ai valori mediani nazionali. A livello cantonale e comunale, tuttavia, le differenze tariffarie possono essere consistenti. Sul sito internet della ElCom (www.elcom.admin.ch), al link «Portale tariffe elettriche della ElCom», sono disponibili informazioni dettagliate sulle tariffe di ciascun singolo Comune nonché una cartina interattiva.

Per motivi tecnici le componenti tariffarie pubblicate sul portale delle tariffe elettriche della ElCom sono ponderate per il numero di abitanti e non di destinatari di fattura, come invece avviene per il calcolo dei costi negli istogrammi sopra riportati. Ne conseguono dunque piccole differenze tra i due metodi di calcolo.

Le Figura 13 – Figura 16 mostrano le tariffe mediane comunali per il 2022. Dal rapporto di attività 2018, il sistema di rappresentazione è stato modificato e non viene più effettuato un confronto tra i diversi anni. Più il valore comunale si discosta dalla mediana svizzera, più la superficie del Comune si colora di rosso (tariffa superiore) o di verde (tariffa inferiore). Le variazioni di colore illustrano dunque l'andamento delle tariffe comunali rispetto al benchmark nazionale. Dalla figura 2, ad esempio, risulta che nel 2022 le tariffe di rete a Basilea-Città sono state proporzionalmente

elevate (arancione), mentre in confronto a Ginevra sono risultate basse (verde chiaro).

Le cartine che seguono illustrano la situazione delle tariffe medie dei Comuni svizzeri nel 2022. Soltanto le due componenti tariffarie «rete» ed «energia» sono influenzabili direttamente dai gestori di rete e sono soggette al controllo della ElCom. Per il 2022 il valore mediano dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete è di 9,85 ct./kWh e il valore mediano delle tariffe dell'energia è di 7,94 ct./kWh.

Utilizzazione della rete

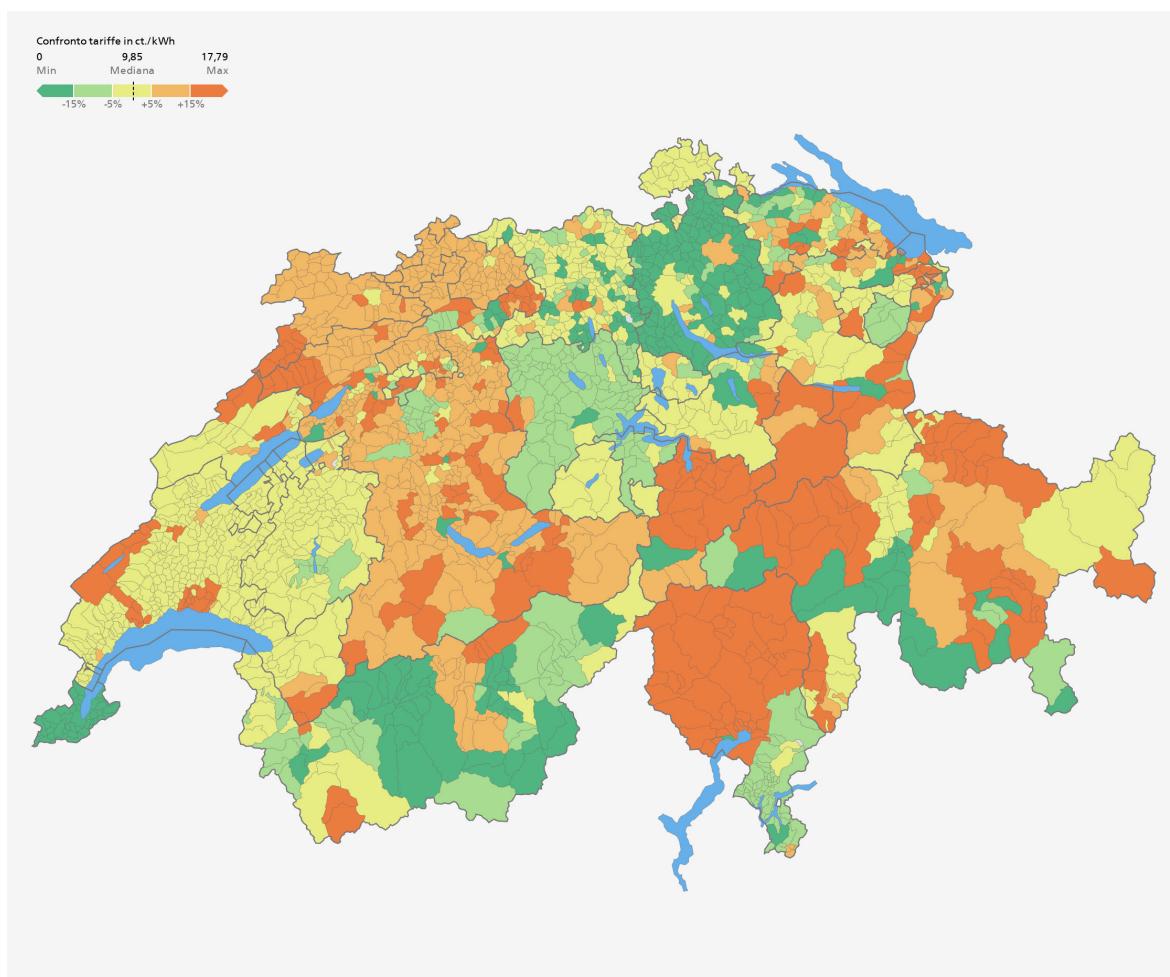


Figura 13: Tariffe medie comunali (valore mediano) 2022 per l'utilizzazione della rete, relative al profilo di consumo H4

Energia

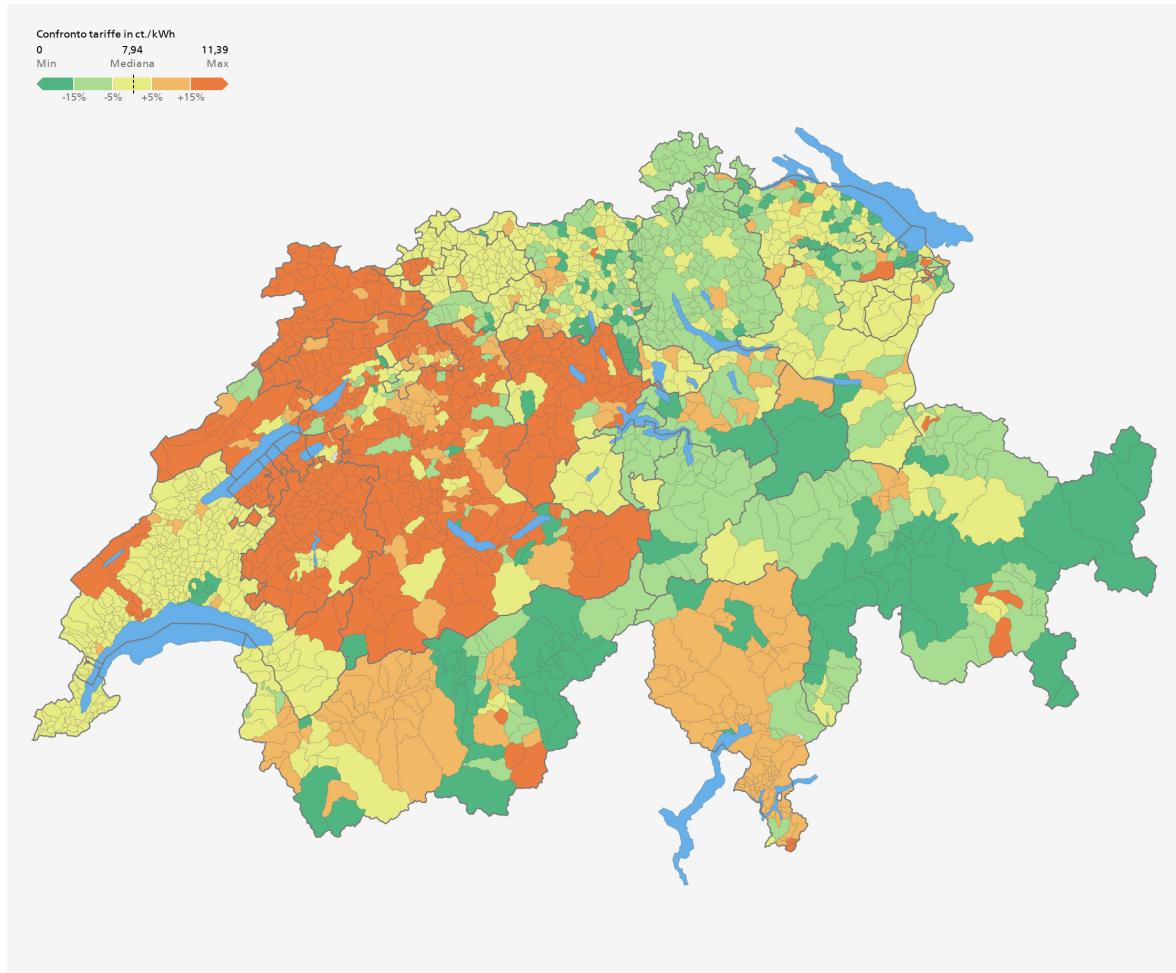


Figura 14: Confronto delle tariffe in ct./kWh categoria H4, Energia per l'anno 2022

Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Nella Figura 15 sono rappresentati i valori mediani dei tributi e delle prestazioni agli enti pubblici. Non sono considerate le tasse federali per la promozione delle energie rinnovabili, identiche su tutto il territorio nazionale¹. I tributi e le prestazioni agli enti pubblici non sono controllati dalla ElCom, perché vengono stabi-

liti dagli enti locali. Nel 2022 il valore mediano dei tributi e delle prestazioni era pari a 0,9 ct./kWh. Si osserva che spesso le tariffe sono elevate o basse, mentre solo raramente si hanno importi intermedi (colore giallo).

¹ Essendo il supplemento rete identico a livello nazionale, non è prevista una sua rappresentazione separata. Esso è tuttavia incluso nel totale di cui alla figura 16.

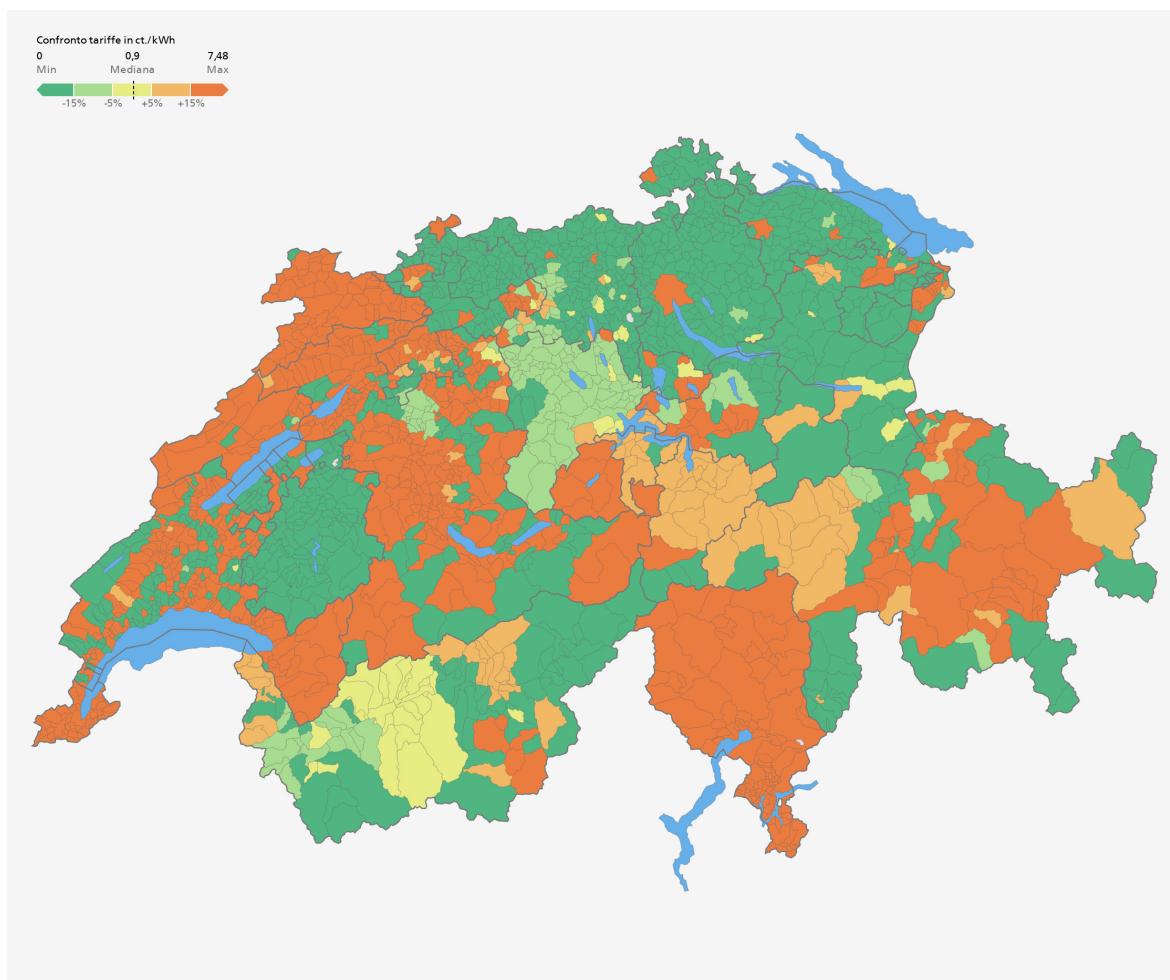


Figura 15: Valore mediano a livello comunale della componente tariffaria relativa ai tributi e alle prestazioni agli enti pubblici per il profilo di consumo H4 per il 2022

Tariffa elettrica complessiva

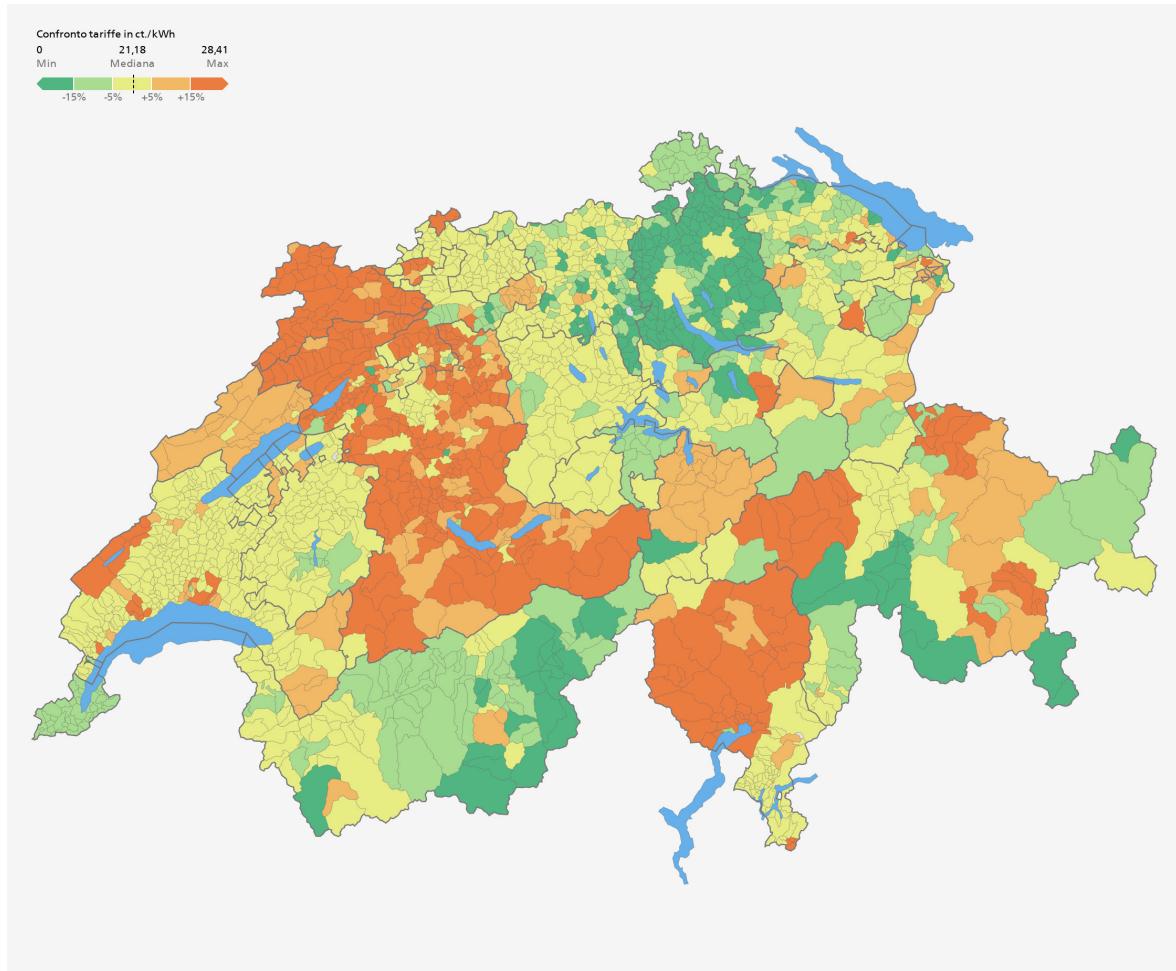


Figura 16: Tariffe elettriche complessive medie comunali (valore mediano) 2022, relative al profilo di consumo H4

Il valore complessivo della componente tariffaria ponderato per numero di abitanti, pari a un totale di 21,16 ct./kWh (o 21,6 ct./kWh ponderato per numero di destinatari di fattura), comprende anche il supplemento rete destinato

alla promozione delle energie rinnovabili. Negli anni quest'ultimo è gradualmente passato da 1,5 ct./kWh a 2,3 ct./kWh, importo raggiunto nel 2018, e da allora si è mantenuto stabile.

5.5 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. Nel 2021 è stata utilizzata per la prima volta un'infrastruttura di nuova realizzazione: EDES, il sistema per la fornitura di dati della ElCom. Per far sì che il necessario processo di adeguamento fosse il più agevole possibile, la ElCom ha fornito anticipatamente ai gestori di rete una serie di ausili (User Guide, FAQ, guida ecc.) e li ha invitati a partecipare a vari workshop e tutorial in cui sono state presentate le nuove funzionalità e il loro impatto sui processi.

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

I nuovi moduli contengono anche una serie di controlli per verificare la conformità dei dati con la legge e le istruzioni della ElCom. In caso di anomalie, ai gestori di rete viene chiesto di correggere il valore o di giustificarne l'utilizzo

(cosiddetti controlli di conformità, «comply or explain»). In futuro è prevista l'implementazione di ulteriori test direttamente nel nuovo sistema di rilevamento dei dati. Mentre negli anni precedenti i dati presentati dai gestori di rete venivano inizialmente analizzati con circa 180 test per individuare eventuali errori e le incongruenze venivano comunicate ai gestori ai fini della correzione attraverso una complessa procedura di riscontro, recentemente si è deciso di fare a meno di questo processo. D'ora in avanti i gestori di rete saranno contattati soltanto se, nonostante tutti i controlli di plausibilità e conformità presenti nel modulo, dovesse risultare incongruenze evidenti.

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 (istruzione 1/2020), spiegando che le modifiche a contabilità analitiche già presentate sono ammissibili soltanto previa richiesta e approvazione della ElCom o su sollecitazione di quest'ultima. Firmando legittimamente il documento, inoltre, i gestori di rete confermano la veridicità e la completezza della contabilità analitica presentata entro il 31 agosto. Se un gestore di rete desidera modificare successivamente dei dati, occorre presentare alla ElCom una domanda corredata di opportuna motivazione.

5.6 Verifiche relative alle tariffe

La ElCom considera problematiche le coperture insufficienti di notevole entità accumulate negli anni passati da svariati gestori di rete, motivo per cui a fine estate ha sollecitato tutti i gestori con un saldo negativo elevato ad ammortizzare le differenze di copertura non eliminate entro il termine prescritto di tre anni

senza generare ripercussioni sulle tariffe o, in alternativa, a presentare alla ElCom un piano di riduzione. Sono numerosi i gestori di rete che si sono dichiarati disposti a delimitare le loro coperture insufficienti in maniera neutra rispetto alle tariffe (cfr. capitolo 5.10).

L'impennata dei prezzi registrata nell'ultimo trimestre 2021 sul mercato elettrico è stata all'origine delle svariate richieste di chiarimenti da parte di gestori di rete e consumatori finali (cfr. capitolo 6.3), a cui la ElCom ha dato riscontro pubblicando le domande e risposte più frequenti in una comunicazione («Aumento dei prezzi dell'energia elettrica: domande e risposte sull'adeguamento delle tariffe dell'energia elettrica nel corso dell'anno, sull'approvvigionamento sostitutivo e sulla rimunerazione per la ripresa di energia elettrica» del 7 dicembre 2021). In linea di principio vale quanto segue: le tariffe già pubblicate rimangono fisse per almeno un anno, per cui non possono essere adeguate con effetto retroattivo. Un consumatore finale del mercato libero non può più tornare al servizio universale. In

assenza di fornitore, il consumatore finale libero preleva fisicamente l'elettricità dalla rete di distribuzione locale. Questo approvvigionamento cosiddetto sostitutivo non è regolamentato esplicitamente dal diritto vigente. In tal caso, la ElCom suggerisce di disciplinarne i termini mediante un contratto con il gestore della rete di distribuzione locale.

Come da prassi ormai pluriennale, anche nell'anno in rassegna la ElCom ha esaminato approfonditamente la conformità delle tariffe. Sono stati altresì avviati alcuni accertamenti preliminari presso vari gestori di rete, da cui tuttavia non sono emersi elementi che hanno reso necessaria una procedura di verifica tariffaria approfondita.

Tariffe di rete

Dopo oltre un decennio di attività di regolazione, le questioni fondamentali attinenti alla rete sono state in gran parte chiarite, mediante decisioni o sentenze giudiziarie – prima fra tutte la tematica della valutazione storica e sintetica degli impianti di rete. Ciononostante un operatore di rete, i cui valori degli impianti erano già stati decisi anni addietro, ha presentato una richiesta di rivalutazione di alcune componenti di rete. I valori sintetici, si sostiene, dovrebbero essere ricalcolati sulla base dei resoconti dei lavori (incl. preventivi dei costi) e incorporando i costi relativi a tracce e cavi. Il ricalcolo dovrebbe riguardare anche certi impianti valutati con il metodo storico, che ora andrebbero valorizzati sommando i costi d'acquisto annui di più impianti e dividendoli per il numero di impianti nell'anno corrispondente. I valori degli immobili, inoltre, dovrebbero essere determinati sulla base di valori assicurativi. Per alcuni impianti, soprattutto quelli meno recenti, la rispettiva data di messa in esercizio dovrebbe inoltre essere sostituita dalla data

di attivazione contabile, il che implicherebbe un aumento dei valori residui degli impianti. Tutte le richieste sono chiaramente in contraddizione con quanto sancito dalla legislazione in materia di approvvigionamento elettrico, per cui sono state interamente respinte.

Un altro tema ha riguardato i costi d'installazione legati al rollout degli smart meter. Vari gestori di rete hanno voluto iscrivere questi costi all'attivo, contrariamente a quanto specificato nei documenti di settore, secondo i quali i costi d'installazione dei sistemi di misurazione intelligenti devono essere incorporati nella voce «Altri costi» come costi d'esercizio. Essendo conforme alla legge sull'approvvigionamento elettrico, la ElCom ha adottato questa soluzione, per cui nella contabilità analitica alla base della tariffazione tali costi devono essere esplicitamente dichiarati come costi d'esercizio. Nel corso dell'anno in esame la ElCom ha nuovamente confermato tale orientamento; l'attivazione dei costi d'installazione porterebbe infatti a una disparità di trattamento nei confronti

dei gestori di rete che hanno già introdotto il sistema su larga scala e che, a posteriori, non potrebbero iscrivere tali costi all'attivo.

Nell'anno in rassegna la ElCom ha altresì emanato una decisione in merito alla presa a carico dei costi PSRS e dei supplementi LEnE maturati sul consumo finale in territori che, pur essendo ubicati all'estero, rientrano nella zona di regolazione Svizzera. La questione relativa all'applicabilità o meno del diritto svizzero in territorio straniero è stata lasciata in sospeso dalla ElCom, mentre è stato deciso il rimborso dei costi PSRS e dei supplementi LEnE riferiti ad anni passati che non sono imputabili al consumo finale delle utenze direttamente allacciate alla rete di distribuzione del rispettivo gestore (art. 15 cpv. 2 lett. a, c OAEI [stato: 01.01.2017]).

Nell'anno in esame, inoltre, la ElCom ha ricevuto da diversi Comuni, che hanno agito contro il gestore della rete di distribuzione

locale, una richiesta di determinazione del punto di allacciamento per la fornitura di energia elettrica a edifici e impianti. Oltre alla determinazione del punto di allacciamento alla rete elettrica, i Comuni hanno chiesto che il gestore della rete di distribuzione sia obbligato in via precauzionale a definire da subito, sulla sua rete, il punto di allacciamento per la fornitura di energia a edifici e impianti aventi installazioni elettriche situate in corrispondenza dei punti di allacciamento domestici, in particolare per gli allacciamenti dedicati alla mobilità elettrica e ad impianti di elaborazione dati a elevato consumo energetico. La ElCom ha respinto tale richiesta, poiché l'imposizione di misure precauzionali presuppone che, in caso contrario, insorgano svantaggi ai quali non è possibile porre rimedio nel quadro della decisione finale. Non essendo il caso della fattispecie in esame, si è trattato unicamente di definire la questione dell'accordo dei costi che, salvo prova contraria, sarebbero rimborsabili.

Tariffe dell'energia

Per quanto riguarda le forniture di energia ai consumatori finali con servizio universale, i temi in primo piano nell'anno in esame sono stati il metodo del prezzo medio e la regola dei 95 o 75 franchi (valida dal 2020).

Il metodo del prezzo medio riguarda la questione di come distribuire i costi per l'acquisto di energia elettrica tra i consumatori finali con servizio universale (rimasti in regime di monopolio) e i clienti con accesso al libero mercato. Concretamente si tratta di tenere le attività commerciali in debita considerazione nel calcolo dei costi energetici computabili. La ElCom ha individuato diversi gestori di rete che negli anni passati avevano fatturato ai propri clienti finali fissi costi eccessivi per la fornitura energetica, probabilmente perché non avevano applicato il metodo del prezzo medio secondo la prassi stabilita dai tribunali e dalla

ElCom. Con la votazione finale del 15 dicembre 2017, anche il Parlamento aveva confermato l'articolo 6 capoverso 5 LAEl e con esso il cosiddetto metodo del prezzo medio della ElCom, già avallato dal Tribunale federale. La ElCom ha pertanto istituito una serie di procedure nei confronti di vari gestori di rete.

Nell'anno in esame è stato possibile chiudere altre due di queste procedure – una tuttavia non ancora in via definitiva. In entrambi i casi si sono dovuti abbassare i costi d'acquisto dell'energia computabili per le tariffe del servizio universale. Le attività commerciali non precedentemente considerate nel rispettivo portafoglio d'acquisizione sono state ora incluse nel calcolo del prezzo medio. Poiché nel periodo rilevante i prezzi sul mercato elettrico erano nettamente inferiori ai costi di produzione delle proprie centrali, si è prodotto un

effetto calmierante sui costi a beneficio dei consumatori finali del servizio universale.

In uno dei due casi, inoltre, si è dovuto ridurre anche il tasso d'interesse (WACC Produzione) utilizzato per il calcolo dei costi di produzione. Nel calcolo dei prezzi di produzione computabili di un impianto rientrano gli ammortamenti calcolatori e gli interessi calcolatori sui beni patrimoniali necessari alla produzione. Il WACC Produzione tiene debitamente conto dei rischi legati alla produzione di energia elettrica. La ElCom aveva deciso di applicare il tasso fissato ogni anno dal DATEC per la promozione delle grandi centrali idroelettriche come tasso massimo consentito per il WACC Produzione stabilito dalla legislazione in materia di approvvigionamento elettrico. Si è inoltre provveduto a stornare dai costi di produzione la remunerazione sul capitale circolante netto rivendicata dal gestore di rete.

Nei restanti procedimenti in corso vengono contestati tutti o alcuni dei seguenti punti: definizione delle quantità e dei costi dell'energia da prendere in considerazione per i calcoli stabiliti dal metodo del prezzo medio, attuazione dell'istruzione ElCom 2/2020 sul WACC Produzione, interesse sulle differenze di copertura per l'energia e delimitazione dei gestori di rete all'interno di un gruppo di imprese.

La cosiddetta regola dei 95 o 75 franchi ha nuovamente richiesto una serie di adeguamenti presso vari gestori di rete. Questa regola era stata introdotta dalla ElCom per consentire di valutare in maniera semplice la congruità dei costi amministrativi e di distribuzione nonché degli utili dei gestori di rete per la distribuzione di energia ai consumatori finali del servizio universale. In linea di principio, dal 2020 vale quanto segue: se il totale dichiarato dei costi amministrativi e di distribuzione, utile compreso, non supera il valore di 75 franchi per destinatario di fattura, per questioni di priorità la ElCom non effettua approfondimenti. Un operatore di rete ha criticato il fatto che, con l'abbassamento del valore soglia da 95 a 75 franchi non sarebbe più stato in grado di generare utili nella distribuzione. La richiesta di mantenere 95 franchi come criterio di riferimento è stata respinta. La ElCom aveva stabilito la riduzione alla luce dell'andamento dei costi e degli utili nel corso degli anni. L'applicazione dettagliata della regola dei 75 franchi è contenuta nell'istruzione 5/2018 della ElCom, secondo la quale, se i costi amministrativi computabili – previo controllo a cura della ElCom – sono superiori a 75 franchi per destinatario di fattura, il gestore di rete è sostanzialmente libero di calcolare un utile con il metodo utilizzato per il settore Rete, purché l'importo complessivo non superi il valore di 120 franchi per destinatario di fattura.

5.7 Regolazione Sunshine

La regolazione Sunshine confronta la qualità, l'efficienza dei costi e le tariffe dei gestori di rete attraverso un processo trasparente e standardizzato, il che consente di mettere maggiormente in luce eventuali differenze. Questa forma di regolazione integra le procedure di verifica tariffaria, che si rivelano in parte molto dispendiose in termini di risorse. Essa prevede l'utilizzo di una serie di indicatori selezionati relativi alla qualità dell'approvvigionamento e delle prestazioni di servizio, ai costi e alle tariffe

al fine di misurare la validità, i costi e l'efficienza del servizio erogato dai singoli operatori. Appositi indicatori in materia di compliance, inoltre, certificano il rispetto dei termini di legge e delle prescrizioni normative. Il confronto diretto tra i gestori di rete vuole incentivare questi ultimi a eliminare eventuali criticità interne senza la necessità di un intervento da parte del regolatore. Ai fini della comparazione, i gestori di rete che condividono strutture analoghe vengono accorpati in appositi gruppi di confronto.

Per il calcolo degli indicatori la Commissione si serve dei dati che i gestori di rete le trasmettono di anno in anno nell'ambito della contabilità analitica, delle tariffe e dei rilevamenti della qualità dell'approvvigionamento, oltre che di quelli pubblicati dall'Ufficio federale di statistica (UFS). La regolazione Sunshine, dunque, non implica praticamente alcun ulteriore onere amministrativo per i gestori di rete.

Ai fini della valutazione degli indicatori i circa 620 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 singolarmente ai gestori nel dicembre 2021.

Nell'anno in esame gli indicatori calcolati sono rimasti invariati. Nel nuovo anno si esaminerà

nuovamente l'opportunità di includere nuovi indicatori nei calcoli o se invece adeguare quelli esistenti. Come negli anni precedenti, la ElCom ha pubblicato sul proprio sito Internet numerosi documenti esplicativi e risultati in materia di regolazione Sunshine, che si rivolgono prima di tutto ai gestori di rete, ma anche a un pubblico interessato.

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

5.8 Metrologia

Con decisione 233-00093 del 6 aprile 2021 la ElCom ha deciso che uno smart meter non certificato, installato prima del 1° gennaio 2018, può essere utilizzato fino a fine ciclo vita. L'installazione di uno smart meter non necessita di autorizzazione da parte del consumatore finale. Il gestore di rete, da parte sua, è tenuto a garantire la sicurezza dei dati provenienti dai sistemi metrologici e rispettare le norme in materia, indipendentemente dal fatto che il sistema sia certificato o meno. Nel caso di specie, l'impiego di un sistema di misurazione non certificato non ha violato la sicurezza dei dati né la normativa pertinente. Per il trattamento dei dati metrologici ai sensi dell'articolo 8d capoverso 1 lettera b OAEI sussiste una base giuridica sufficiente. La procedura prevista all'articolo 8d OAEI è proporzionata e a servizio dell'interesse pubblico. La decisione è stata impugnata dinanzi al Tribunale amministrativo federale; all'atto della

pubblicazione del presente rapporto d'attività si era ancora in attesa di sentenza.

Secondo l'articolo 8a capoverso 2 lettera c OAEI i clienti presso cui sono installati sistemi metrologici hanno diritto a consultare i loro dati dei profili di carico degli ultimi cinque anni e a scaricarli in un formato di dati usuale a livello internazionale. I costi del capitale e d'esercizio per garantire tale diritto sono considerati costi di rete computabili (art. 8a cpv. 2bis OAEI); l'accesso dev'essere reso possibile entro il 30 giugno 2021 (art. 31l cpv. 6 OAEI). Sono ammesse eccezioni qualora un sistema non conforme alla OAEI dovesse comportare una significativa mole di complessità in più. I dati dei profili di carico non devono essere cancellati allo scadere di un anno, anche se non sono rilevanti ai fini del conteggio. L'articolo 8a capoverso 2 lettera c OAEI non è in contrasto con l'articolo 8d capoverso 3 OAEI.

5.9 Disgiunzione

In considerazione del moltiplicarsi delle attività dei gestori di rete in settori aperti alla concorrenza, le disposizioni di legge sulla separazione della gestione della rete dagli altri settori di attività (disgiunzione) assumono un’importanza crescente. Nell’anno in rassegna la ElCom ha pertanto prestato particolare attenzione alla disgiunzione contabile dell’esercizio della rete, al divieto delle sovvenzioni trasversali e a impedire i vantaggi derivanti dall’uso di informazioni relative al settore di rete. L’UFE è invece l’organo responsabile del perseguitamento delle violazioni con rilevanza penale delle prescrizioni sulla disgiunzione.

La ElCom ha risposto a numerose richieste di chiarimenti e ha informato e sensibilizzato i gestori di rete. Ha chiuso altresì un caso di sospetta sovvenzione trasversale tra i costi di rete regolamentati e progetti esterni al settore della rete.¹ Sulla base delle contabilità analitiche pre-

sentate annualmente la ElCom ha avviato un’indagine preliminare volta a chiarire se vi fossero indizi di comportamenti illeciti che giustificassero l’apertura di un procedimento (verifica tariffaria approfondita). A fronte delle contabilità analitiche presentate, dei questionari e dei sondaggi effettuati, si è verificato che i valori degli impianti, i costi di rete e i costi energetici (costi di produzione e distribuzione) non presentassero irregolarità. Il controllo si è concentrato in particolare sulla ripartizione dei costi d’esercizio e sulla compensazione interna. L’esame non ha evidenziato anomalie nei valori degli impianti e nei costi di rete. Poiché dall’indagine preliminare svolta non sono emersi indizi di una possibile sovvenzione trasversale ai danni dell’esercizio della rete, si è rinunciato all’apertura di un procedimento.²

¹ Cfr. Newsletter 02/2021 della ElCom all’indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Newsletter

² La violazione accertata della regola dei 95 franchi è stata corretta dall’impresa tramite le differenze di copertura.

5.10 Coperture insufficienti

Secondo l’articolo 19 capoverso 2 dell’ordinanza sull’approvvigionamento elettrico i gestori di rete sono tenuti a rimborsare ai consumatori finali le eventuali differenze tra i loro ricavi e i costi adeguando le tariffe dei periodi successivi, qualora i proventi siano superiori ai costi computabili (cosiddette coperture in eccesso). Analogamente i gestori di rete possono calcolare nelle tariffe anche eventuali differenze a livello di budget, vendita e prezzi che comportano una copertura insufficiente. In genere ciò va effettuato nell’arco di tre anni.

La ElCom ha constatato che molti gestori di rete non riducono le coperture insufficienti o non le riducono in modo sufficiente, il che nell’anno tariffario 2020 si è tradotto in un ammontare pari a circa 1,5 miliardi di franchi. I gestori delle

reti di distribuzione non sono necessariamente tenuti a colmare le coperture insufficienti incrementando i costi, ma possono anche ammortizzarle. Eventualmente un’impresa può anche chiedere alla ElCom una proroga del termine di riduzione da tre a un massimo di cinque anni.

Le coperture insufficienti accumulate, infatti, implicano il rischio di dover applicare aumenti tariffari futuri. Secondo l’istruzione 2/2019, inoltre, le coperture insufficienti possono essere rimunerate a spese dei consumatori finali con il WACC attualmente in vigore del 3,83 per cento. Nell’odierno scenario dei tassi d’interesse, l’incentivo a creare coperture insufficienti è sostanzialmente elevato. Per tale motivo, dal 2019 la ElCom comunica sistematicamente che l’istruzione 2/2019 relativa alla riduzione di tali differenze di coper-

tura dev'essere rispettata. La comunicazione ha prodotto un certo miglioramento, ma si tratta di uno sviluppo non ancora sufficiente secondo la Commissione, dal momento che con la contabilità analitica per le tariffe 2021 sono comunque state riportate coperture insufficienti per un totale di circa 1,3 miliardi di franchi.

La ElCom ha pertanto avviato una campagna pluriennale per l'eliminazione delle coperture insufficienti. In una prima fase, a fine estate 2021 sono stati contattati più di 400 gestori di rete, le cui coperture insufficienti – nella contabilità analitica per le tariffe 2021 della rete e/o nell'energia per le tariffe 2021 – superavano il 10 per cento del loro fatturato. Nella lettera i gestori di rete sono stati esortati a

- cancellare le coperture insufficienti senza ripercussioni sulle tariffe, qualora si rinunci a rivendicarle, o
- presentare una domanda motivata corredata di piano di riduzione, se le coperture insufficienti non vengono ridotte in conformità all'istruzione.

Nella comunicazione si riservava la facoltà di cancellare le differenze di copertura in maniera neutrale sulle tariffe ed esigere il rimborso degli interessi calcolatori.

Al momento si è in fase di verifica dei piani di riduzione. Si prevede di continuare a monitorare attentamente il tema delle coperture insufficienti.

5.11 RCP, modello di applicazione, RIC, rimunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete

La ElCom ha risposto a vari quesiti inerenti alla costituzione di un raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP). Uno dei temi ripetutamente affrontati è stata la possibilità di utilizzo della rete di distribuzione da parte dell'RCP. La ElCom ha stabilito che non è consentito utilizzare la rete di distribuzione esistente. Conseguentemente, la legislazione energetica in vigore non prevede la costituzione di un «RCP di quartiere» che utilizzi la rete di distribuzione individuale. La ElCom ha altresì stabilito che la legge e l'ordinanza non disciplinano la questione se, dietro a un punto di allacciamento (dell'abitazione), possano essere collegati più RCP e altri consumatori finali non aderenti al raggruppamento. Nel diritto in materia di approvvigionamento elettrico ed energia, infatti, non sussistono esplicite restrizioni di legge che escludano tale fattispecie. Purché siano garantite le prescrizioni dell'articolo 14 OEn relative al luogo di produzione, nonché la corretta contabilizzazione degli RCP (prelievo e immissione in rete) ai sensi dell'articolo 18 capoverso 1

L'Ene e di eventuali consumatori finali non aderenti al raggruppamento (prelievo dalla rete), dietro il medesimo punto di allacciamento (dell'abitazione) possono essere collegati più RCP e altri consumatori finali. In determinate circostanze i gestori di impianti possono vendere la loro energia sul luogo di produzione anche a più consumatori finali senza che questi ultimi si costituiscano in un RCP ai sensi dell'articolo 17 L'Ene. Su questo cosiddetto «modello di applicazione», nel 2020 la ElCom ha pubblicato la comunicazione «Modello di applicazione del consumo proprio», che ha provveduto a integrare il 30 giugno 2021 a seguito di varie richieste di chiarimenti.¹ Si è precisato che i gestori di rete non sono tenuti a consentire ai gestori degli impianti un consumo proprio comune nell'ottica di un modello di applicazione, sebbene ciò sia auspicabile nel quadro della Strategia energetica 2050. Sono state aggiunte anche alcune puntualizzazioni in merito alla misurazione (punto 2.2) e un allegato sulle differenze tra RCP e modello di applicazione.

In un procedimento in materia di rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC), il Tribunale federale aveva stabilito che l'impianto fotovoltaico in questione risultava essere integrato solo esteticamente, ma non dal punto di vista strutturale. Nel 2020 la ElCom ha approvato un indennizzo una tantum a titolo di protezione della buona fede per coprire i costi effettivi dell'integrazione dal punto di vista estetico, derivati dall'adeguamento dell'impianto effettuato secondo i requisiti di una precedente direttiva dell'UFE non in linea con l'ordinanza sull'energia. Contro la decisione della ElCom il gestore dell'impianto ha presentato ricorso presso il Tribunale amministrativo federale che, con sentenza definitiva A-6525/2020 del 7 settembre 2021, ha respinto il ricorso e confermato interamente quanto disposto dalla ElCom.

Un'altra decisione emanata dalla ElCom nel 2020 in materia di RIC, con cui la Commissione ha avallato la mancata concessione da parte di Swissgrid SA di una proroga dei termini per la notifica di avanzamento di un progetto, è stata confermata nel corso dell'anno in esame sia dal Tribunale amministrativo federale (con sentenza A-2974 dell'8 marzo 2021) che

dal Tribunale federale (con sentenza 2C_351/2021 del 30 settembre 2021).

Nella sua decisione 222-00001 dell'11 marzo 2021 la ElCom ha giudicato il calcolo della rimunerazione per la ripresa delle energie rinnovabili immesse in rete. In caso di mancato accordo tra gestori di rete e produttori, infatti, la decisione viene demandata alla ElCom (art. 62 cpv. 3 LEne). Per l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili la rimunerazione si fonda sui costi che il gestore di rete evita di sostenere per l'acquisto di elettricità equivalente (art. 15 cpv. 3 lett. a LEne). L'articolo 12 capoverso 1 OEn precisa che la rimunerazione è stabilita in funzione dei costi che il gestore di rete sostiene per l'acquisto di elettricità equivalente presso terzi e dei costi di produzione dei propri impianti. Per le garanzie di origine non sussiste obbligo di verifica. Secondo la ElCom l'articolo 12 capoverso 1 OEn è conforme alla legge. La decisione è stata impugnata ed è pendente presso il Tribunale amministrativo federale. All'origine della controversia vi è la considerazione dei costi di produzione.

¹ Disponibile all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Comunicazioni

6 Sorveglianza del mercato



L'energia elettrica viene negoziata in diverse borse europee dell'elettricità e in via bilaterale attraverso piattaforme di brokeraggio. Le società commerciali svizzere sono tra i principali operatori del mercato

6.1 Trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Se a inizio anno la ElCom era ancora impegnata in una disamina dei prezzi negativi del 2020, nella seconda metà del 2021 le attività della sezione Sorveglianza del mercato sono state dominate dai forti rincari negli scambi all'ingrosso dell'elettricità. Sui mercati spot e a termine i prezzi del gas e dell'elettricità sono letteralmente schizzati alle stelle, raggiungendo nuovi massimi su base settimanale. A fungere da traino, nel caso dell'energia elettrica, sono stati soprattutto i prezzi di gas, carbone e CO₂, che nel secondo semestre dell'anno hanno raggiunto livelli molto elevati. Per quanto riguarda il gas, invece, le scorte limitate e le conseguenti preoccupazioni sul fronte degli approvvigionamenti ne hanno fatto lievitare i prezzi.

Dopo essere stato rimandato nel 2020, questa volta il workshop «Trading algoritmico – ripercussioni sugli scambi di energia» ha po-

tuto essere svolto con successo online. Il workshop era incentrato sul tema del «trading algoritmico» visto da diverse angolazioni: da un lato ne è stata fornita un'analisi di tipo accademico, ma dall'altro si è anche aperto un dibattito sulle ripercussioni pratiche derivanti dall'utilizzo degli algoritmi nel trading a breve termine in borsa e sui meccanismi di compliance che gli operatori di mercato adottano in tal senso. Gettando uno sguardo oltreconfine, è stato osservato che in Germania la Bundesnetzagentur ha riferito di un caso di violazione del REMIT in seguito all'uso di algoritmi sul mercato del gas. Per concludere, la ElCom ha presentato i risultati del suo sondaggio di mercato e il suo comunicato sul trading algoritmico.

Nell'ambito del workshop è stato pubblicato anche il rapporto annuale sulla trasparenza del mercato elettrico, in cui sono sintetizzate

le principali attività condotte dalla sezione Sorveglianza del mercato. Oltre a illustrare le varie analisi svolte, il rapporto fornisce anche una panoramica dell'andamento annuale dei mercati spot e a termine, utilizzando come riferimento i relativi rapporti pubblicati settimanalmente dalla ElCom dal 2018.

Da un'analisi delle informazioni fornite da insider presenti sulla EEX Transparency Platform è risultato che quanto pubblicato è a volte di difficile comprensione per gli operatori di mercato. Soprattutto per quanto riguarda l'accensione e lo spegnimento delle centrali nucleari, i tempi dovrebbero essere pubblicati sotto forma di rampa. Su suggerimento della ElCom si provvederà ora ad adeguare questo reporting in maniera tale che il punto d'inizio coincida con l'avvio dello spegnimento o dell'accensione della centrale. Eventuali ulteriori informazioni possono essere fornite in un'apposita casella di testo.

In seguito alla crescente quantità di dati, la ElCom ha potenziato la propria infrastruttura di reporting e adeguato il piano di cyber security, il che ha consentito di ridurre lo spazio di memoria necessario e di semplificare e velocizzare le analisi.

Anche quest'anno il coordinamento con alcuni servizi responsabili della sorveglianza del mercato dei Paesi vicini si è svolto online. Si tratta di incontri che consentono di rimanere aggiornati sugli sviluppi in seno ad ACER e di discutere di eventi ed evoluzioni attuali riguardanti il mercato. In tal senso si sono svolte anche sedute di coordinamento con FINMA, SIX ed EPEX Spot.

Anche nel 2021 i lavori della ElCom a livello europeo sono continuati attraverso l'attività in seno al CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT). Fondamen-

tale in tale ambito è stata la partecipazione al questionario approfondito sull'attuazione della trasparenza e integrità del mercato nell'Unione europea. I risultati di questo sondaggio hanno consentito alla ElCom di trarre spunti interessanti sui processi di regolazione REMIT in Europa.

Quest'anno il tema del forum EMIT di ACER è stato un bilancio dei 10 anni di REMIT (Regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso) e uno sguardo al futuro all'insegna del motto: REMIT beyond. Oggetto di dibattito sono stati vari sviluppi attuali come il maggiore impiego di algoritmi sul mercato, il crescente utilizzo di flessibilità, soprattutto nella predisposizione di prestazioni di servizio relative al sistema, e le loro eventuali ripercussioni sui prezzi di mercato. I partecipanti sono stati unanimi nell'affermare che il sistema di notifica REMIT funziona, ma che è difficile ottenere una qualità perfetta dei dati. Ai fini di un'analisi efficiente, infatti, è indispensabile che la loro qualità sia ottima. Una maggiore flessibilità nel perimetro di notifica dei dati consentirebbe a REMIT, soprattutto dal punto di vista dell'accoppiamento delle piattaforme dei mercati di bilanciamento, di seguire meglio gli sviluppi del mercato. Poiché tuttavia lo scenario REMIT sta continuando a evolvere, a un certo punto potrebbe essere necessaria una sua revisione e modifica. Nella stessa Svizzera il Regolamento è stato recepito soltanto in parte. Un'iniziativa parlamentare presentata nel dicembre del 2021 con il titolo Maggior trasparenza e integrità nel commercio all'ingrosso dell'energia elettrica garantiscono prezzi equi per i consumatori¹ potrebbe gettare le basi per un allineamento al REMIT. L'iniziativa parlamentare non è ancora stata presa in esame.

¹ Cfr. Iniziativa Parlamentare - Grossen Jürg. 21.510

6.2 Sorveglianza del mercato nel 2021 in cifre

Nel 2021 il numero di operatori di mercato registrati presso la ElCom è salito da 78 a 82. Il numero di fornitori di dati, che costituiscono il cosiddetto registered reporting mechanism (RRM) e che comunicano gli estremi delle operazioni di trading effettuate sui mercati dell'energia dell'UE dagli operatori di mercato registrati, è invece rimasto invariato a 9. Come negli anni passati, la ElCom ha ricevuto i dati fondamentali e le pubblicazioni sulle informazioni fornite da insider attraverso le interfacce appositamente create con la REGST dell'energia elettrica e la EEX Transparency Plattform.

Anche nel 2021 è aumentato il numero di transazioni notificate alla ElCom, che nel periodo in esame ha raggiunto quota 45,2 milioni. Si tratta di un incremento dei dati moderato, che può essere spiegato con la tendenza ad attività di trading sempre più a breve termine e un conseguente maggiore impiego di algoritmi di trading automatizzati.

Tra i dati trasmessi, anche nel 2021 i contratti standard hanno rappresentato, con circa il 90 per cento, la maggior parte delle notifiche. Il predominio delle operazioni spot su quelle a termine, affermatosi nel corso degli anni passati, si è mantenuto tale, con un lieve aumento dal 94 al 95 per cento. La maggior parte dei dati trasmessi ha riguardato il trading a breve termine continuo, la cui quota si è attestata al 58 per cento. Gli operatori di mercato registrati hanno notificato la stipula di 8'685 contratti non standard, con una variazione di circa il 40 per cento rispetto all'anno precedente.

Maggiore, invece, è l'incremento sul fronte dei dati fondamentali. Hanno di poco superato il milione le notifiche registrate in più rispetto al 2020, il che equivale a una crescita di quasi il 20 per cento. Una moderata variazione si è registrata anche sul fronte delle pubblicazioni di informazioni fornite da insider. Rispetto all'anno precedente gli eventi segnalati sono aumentati di circa il 15 per cento.

Per comprendere meglio le dinamiche e poter seguire in maniera efficiente il funzionamento dei mercati e i meccanismi di definizione dei prezzi, la ElCom tiene conto anche di ulteriori dati, come i prezzi «settlement» di EEX, utilizzati nelle analisi come riferimento, o le informazioni di Refinitiv. A titolo integrativo, per la redazione di report e analisi varie si ricorre anche alle informazioni provenienti da fonti pubbliche, come ad es. Swiss Meteo.

L'elaborazione e l'analisi dei dati raccolti consentono di valutare l'andamento sui mercati all'ingrosso (europei), cosa fondamentale considerato che i prezzi di mercato svizzeri sono fortemente influenzati dagli sviluppi e dagli avvenimenti che si registrano nei Paesi circostanti.

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

6.3 Forte aumento dei prezzi nell'UE e in Svizzera

Il 2021 ha visto i prezzi dell'elettricità sui mercati spot e a termine schizzare alle stelle. Nel 2020 un contratto con forniture di energia elettrica in Svizzera a tutte le ore relativo all'anno di fornitura 2021 (Cal 21 Base) veniva negoziato sul mercato a termine a un costo compreso tra 37,95 EUR/MWh e 53,15 EUR/MWh. Se si fosse acquistata la stessa fornitura di energia nel 2021 sul mercato spot nell'ambito di un'asta day-ahead, si sarebbero dovuti pagare 115 EUR/MWh. Mentre a inizio anno i prezzi dell'elettricità per gli anni di fornitura 2022, 2023 e 2024 venivano ne-

goziati a valori simili, il delta tra questi contratti è andato costantemente aumentando nel corso dell'anno. Un contratto con forniture di energia elettrica in Svizzera a tutte le ore relativo all'anno di fornitura 2022 (Cal 22 Base) costava ancora 52,5 EUR/MWh a inizio anno (corso di chiusura EEX dell'11.01.2021), per poi raggiungere un valore massimo di 332,48 EUR/MWh a fine dicembre (corso di chiusura EEX del 22.12.2021). Il picco ha riguardato l'anno di fornitura 2023, per cui si è registrato un prezzo di 144,80 EUR/MWh (corso di chiusura EEX del 21.12.2021).

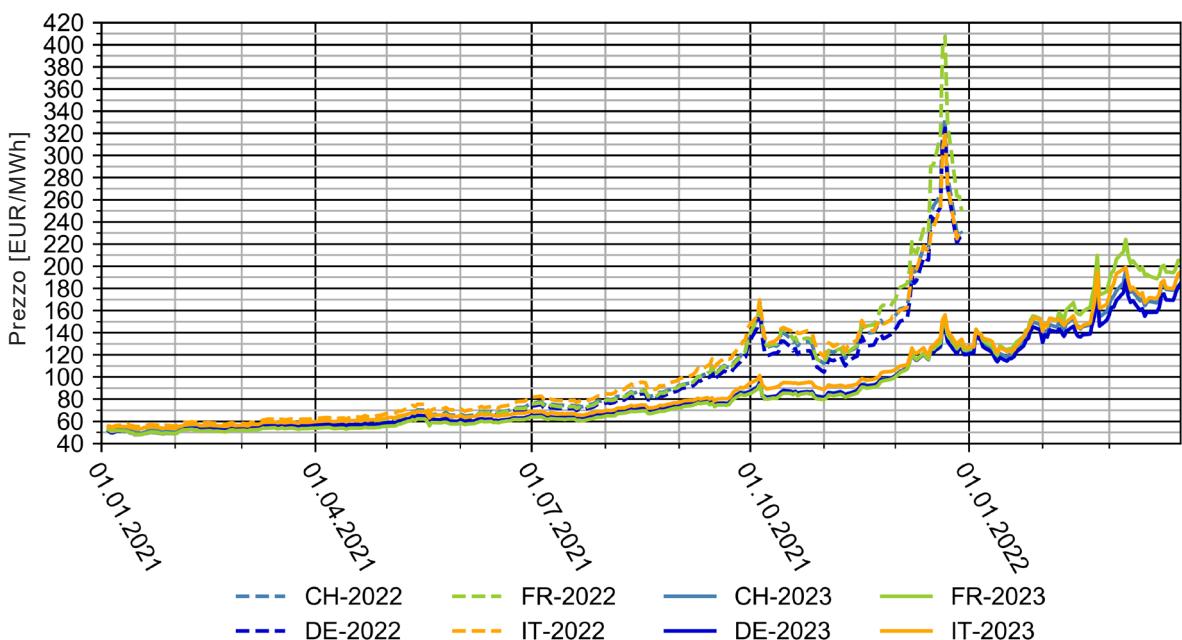


Figura 17: Andamento dei prezzi nel 2021 per il prodotto annuale Base per gli anni di fornitura 2022 e 2023 e Paese di fornitura Svizzera (CH), Francia (F), Germania (DE) e Italia (IT)

A trainare i prezzi dell'elettricità verso l'alto sono stati soprattutto i prezzi di gas, carbone e CO₂. Le riserve ridotte di gas e le conseguenti preoccupazioni sul fronte degli approvvigionamenti hanno comportato un forte aumento dei prezzi della materia prima nel corso del 2021. L'inverno 2020/2021 è stato tendenzialmente freddo in Europa e la produzione da fonti di energia rinnovabili perlopiù inferiore alla norma, il che ha fatto salire la domanda di gas in Europa e calare ulteriormente gli stock. Nel corso del 2021 i prezzi del gas naturale liquefatto (LNG) in Asia sono risultati maggiori rispetto a quelli europei, per cui i flussi di LNG hanno continuato a essere diretti principalmente verso levante. I ritardi nella messa in funzione di Nord Stream 2 hanno fatto lievitare i prezzi del gas a partire da settembre 2021 e per l'anno di fornitura 2022. Questa dinamica ha favorito, nel mix di combustibili europeo, la competitività del carbone, incrementandone la domanda e trainandone il prezzo verso l'alto. Altrettanto marcato è stato, da inizio 2021, l'aumento del prezzo del CO₂ sotto la spinta del «Green Deal» e del pacchetto «Fit for 55».

La presenza di forti oscillazioni di prezzo sul mercato all'ingrosso incrementa il rischio di credito e di liquidità per le imprese d'approvvigionamento energetico svizzere (IAE e produttori di grandi dimensioni) che partecipano molto attivamente a tale mercato.

In Svizzera la compravendita di energia elettrica si svolge soprattutto over the counter (OTC), nonostante negli ultimi anni si sia assistito a un incremento degli scambi in borsa. In uno scenario OTC si stipulano i forward, in borsa i future come operazioni a termine.

Il vantaggio di questi ultimi è il fatto che non esiste rischio di controparte, dal momento che la borsa vigila che non vi siano insolvenze mediante margin call giornalieri. Tali richiami di

margine implicano tuttavia che le imprese devono depositare del denaro in borsa per poter coprire finanziariamente la loro posizione di trading. Lo svantaggio che ne deriva è che, in caso di forti variazioni dei livelli di prezzo o di un aumento significativo della volatilità, l'impresa può rapidamente incorrere in problemi di liquidità. Se ad esempio un'impresa d'approvvigionamento energetico ha già venduto in passato l'elettricità prodotta dalle proprie centrali o effettuato operazioni speculative sulla borsa EEX, a causa dei margin call potrebbe dover far fronte a un ammanco di liquidità: gli introiti dalla vendita dell'energia per l'anno di fornitura 2022 non sono ancora stati realizzati a livello contabile, ma in borsa occorre già depositare come importo in denaro la differenza tra il prezzo attuale di mercato e il prezzo di vendita precedentemente concordato.

Nel caso dei forward, scambiati OTC, non vi è margining a meno che non sia stato esplicitamente definito come condizione extra nel contratto EFET. Sul fronte della liquidità non vi sono pertanto rischi, ma non è assolutamente esclusa un'insolvenza della controparte, per cui sussiste un rischio di credito.

Le forti oscillazioni dei prezzi possono indurre una controparte a presentare istanza di fallimento – magari per problemi di liquidità o in seguito a strategie di trading speculative. È questo il motivo per cui, negli ultimi tempi, il rischio di credito è aumentato significativamente anche per gli operatori energetici svizzeri. In caso di controparti inadempienti per motivi di insolvenza, non è escluso che operazioni a termine già concluse debbano essere rinegoziate sul mercato a condizioni probabilmente molto più sfavorevoli, il che può rivelarsi problematico da un punto di vista finanziario.

Per i clienti finali svizzeri del servizio universale i forti aumenti di prezzo sulle forniture di ener-

gia elettrica relative all'anno di fornitura 2022 sono meno problematici. Secondo l'articolo 6 capoverso 3 LAEl, infatti, i tariffari per l'energia elettrica sono fissi per almeno un anno e devono essere pubblicati suddivisi in utilizzazione della rete, fornitura di energia, tasse e prestazioni a enti pubblici. L'articolo 10 OAEI obbliga le IAE a pubblicare le tariffe dell'elettricità e per l'utilizzazione della rete al più tardi entro il 31 agosto. La maggior parte delle IAE svizzere private di una produzione propria sufficiente a coprire il fabbisogno di elettricità del servizio universale acquista costantemente i quantitativi necessari sul mercato all'ingrosso persino con tre anni di anticipo, per cui in genere, all'atto della pubblicazione delle tariffe, risulta aver coperto il proprio fabbisogno per i clienti del servizio universale. Questa strategia d'acquisto previdente sta dando ora i suoi frutti non solo per l'anno di fornitura 2021, in cui i prezzi spot sono risultati notevolmente superiori a quelli del mercato a termine, ma anche per l'anno di fornitura 2022, vista l'impennata di questi ultimi soprattutto dalla seconda metà del 2021.

Per i clienti del mercato libero che non hanno acquistato anticipatamente la loro energia, l'incremento dei prezzi dell'elettricità ha un effetto immediato, mentre per quelli in regime di servizio universale ha una sfasatura temporale e si fa sentire soltanto nel momento in cui vengono rifiigate le tariffe. Sebbene il prezzo sul mercato all'ingrosso per le forniture di energia elettrica relative al 2023 non sia aumentato così massicciamente come per l'anno di fornitura 2022, ci si attende che le tariffe delle IAE che devono acquistare buona parte della loro energia a copertura del servizio universale sul mercato subiranno un aumento nel 2023 rispetto al 2022.

In fatto di adeguamenti tariffari a posteriori o nel corso dell'anno, la ElCom ha una prassi ormai lunga e consolidata. In base a essa non è consentito adeguare a posteriori tariffe ener-

getiche già pubblicate: da un lato, in virtù del termine previsto dalla legge per la pubblicazione delle tariffe che, se vi fosse la possibilità di apportare adeguamenti successivi, potrebbe essere facilmente aggirato; dall'altro per il fatto che le tariffe energetiche pubblicate sono un criterio in base al quale i consumatori finali possono decidere di cambiare regime. Anche nell'odierno scenario di prezzi dell'elettricità in aumento, secondo questa prassi non è consentito adeguare le tariffe energetiche una volta pubblicate a fine agosto. Gli scostamenti tra i ricavi incassati con le tariffe e i costi di produzione effettivamente sostenuti possono essere compensati come al solito dal gestore di rete negli anni successivi, tramite le differenze di copertura.

Con l'aumento dei prezzi dell'energia occorre altresì badare che non si generino falsi incentivi nell'ambito dell'approvvigionamento sostitutivo. Nel disegno di legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (atto mantello) è previsto, infatti, di disciplinare l'approvvigionamento sostitutivo a norma di legge. La disposizione in materia è contenuta all'articolo 7.

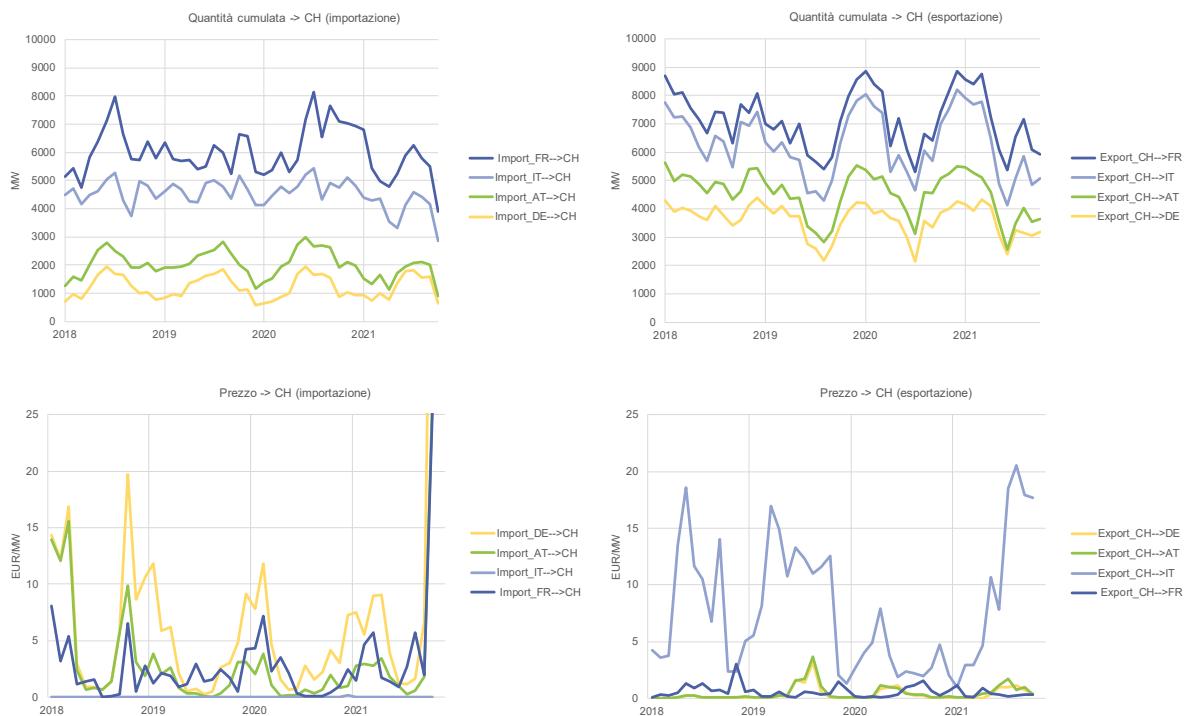
I prezzi elevati sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ma soprattutto le cospicue differenze di prezzo tra i mesi invernali di dicembre, gennaio, febbraio e marzo si ripercuotono sui livelli dei bacini artificiali e quindi anche sulla sicurezza dell'approvvigionamento. Se i prezzi sul mercato all'ingrosso, ad esempio per dicembre 2021, sono notevolmente più alti di quelli dei mesi successivi, è molto probabile che, a causa della situazione del mercato, a dicembre i laghi si svuotino più del solito. La ElCom sta monitorando con attenzione l'andamento di queste differenze di prezzo, onde individuare precocemente possibili impatti sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

6.4 Analisi delle frontiere svizzere, 2018 – 2021

Lo scenario e le condizioni in cui in futuro si potrà importare ed esportare energia elettrica sono più incerti che mai in seguito alle discussioni attualmente in corso sulla continuazione delle relazioni bilaterali con l'UE. Al momento, inoltre, pare che a lungo termine la Svizzera dovrà dipendere almeno temporaneamente da maggiori importazioni di energia elettrica, visto il drastico crollo della produzione interna che seguirà al previsto spegnimento delle centrali nucleari, che probabilmente non si riuscirà a com-

pensare per tempo con il potenziamento delle energie rinnovabili.

Alla luce di questa situazione si sono esaminati, per gli anni 2018 – 2021, gli sviluppi delle capacità commerciali di frontiera necessari sul mercato all'ingrosso per poter scambiare elettricità con i Paesi circostanti. Il rapporto completo (in francese e tedesco) può essere visionato sul sito internet della ElCom. Le capacità giornaliere (media su 24 ore), ad esempio, hanno avuto l'evoluzione rappresentata alla figura 18.



L'analisi mostra, oltre alle capacità annuali, anche le capacità mensili e giornaliere. Considerate tutte le capacità nel loro complesso, dai gra-

fici non emergono tendenze spiccate – i quantitativi non aumentano né diminuiscono considerevolmente. Se la Svizzera continuerà a

non stipulare un accordo sull'energia elettrica con l'UE, vi è tuttavia il rischio latente che la gestione delle capacità di frontiera diventi più difficoltosa e si riducano i volumi di capacità messi a disposizione per gli scambi. A tale proposito occorrerà monitorare in particolare l'attuazione della cosiddetta regola MinRam¹ dell'UE.

I prezzi per le capacità di frontiera hanno tendenzialmente segnato un lieve calo, in primis per il fatto che anche le differenze tra i prezzi dell'elettricità svizzeri e quelli dei Paesi limitrofi si sono leggermente ridotte. Ciononostante, gli sviluppi straordinari registrati nell'autunno 2021 sul fronte dei prezzi dell'energia elettrica hanno

determinato un'inversione di tendenza. È ancora presto per dire se sarà destinata a rimanere.

Realizzare un utile con l'ottimizzazione delle capacità annuali e mensili rispetto a quelle giornaliere è assolutamente possibile, a fronte tuttavia di una corretta stima degli sviluppi del mercato. Gli ultimi anni hanno dimostrato che il mercato può anche sbagliarsi o essere sorpreso da eventi imprevisti, come ad esempio la pandemia di coronavirus o il picco dei prezzi del gas nell'autunno del 2021.

¹ Cfr. in merito anche il rapporto della ElCom «Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU» (in tedesco), all'indirizzo www.elcom.admin.ch > Documentazione > Rapporti e studi

6.5 Raccomandazioni della ElCom in merito alla notifica di informazioni fornite da insider

Nell'ambito delle attività di monitoraggio della sezione Sorveglianza del mercato, nel mese di dicembre del 2020 si sono confrontate le notifiche delle revisioni di centrali nucleari sulla EEX Transparency Plattform con gli orari effettivamente comunicati sulla piattaforma di trasparenza della REGST dell'energia elettrica. Durante tale esercizio la ElCom ha riscontrato che, per le revisioni programmate, gli operatori di mercato svizzeri notificano l'istante di messa fuori servizio sulla EEX Transparency Plattform in modi diversi. A volte la pubblicazione sulla piattaforma in fase di spegnimento della centrale si riferisce al punto di partenza della rampa, altre volte al suo punto finale. Tendenzialmente, in quest'ultimo caso gli operatori di mercato svizzeri hanno rinunciato alla notifica di rampe.

Il documento di Q&A di ACER è cresciuto nel corso del tempo. Esso contiene una sintesi delle domande più frequenti di operatori di mercato e altri gruppi di interesse e le risposte di ACER sul Regolamento (UE) n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del

mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT). Nella versione di giugno 2020, alla domanda se una rampa in fase di accensione o spegnimento della centrale debba essere pubblicata come informazione fornita da insider è stato risposto come segue al paragrafo III.7.14:

Le situazioni di ramping che, ai sensi dell'articolo 2 capoverso 1 del REMIT, sono da intendersi come informazioni fornite da insider (ossia una precisa situazione di ramping non resa pubblica, che si riferisce direttamente o indirettamente a uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se fosse resa pubblica, molto probabilmente influenzerebbe in maniera significativa i prezzi di tali prodotti energetici all'ingrosso) dovrebbero essere pubblicate ai sensi dell'articolo 4 del REMIT.'

Nel corso del 2021 la sezione Sorveglianza del mercato ha avuto vari colloqui con operatori di mercato svizzeri e i regolatori UE sul tema delle informazioni fornite da insider e delle rampe, nell'intento di trovare una soluzione settoriale per la Svizzera. L'obiettivo

era concordare una prassi di notifica uniforme in linea con le raccomandazioni di ACER e gli standard europei del settore per la notifica di rampe inerenti a centrali nucleari.

Dai chiarimenti effettuati con gli operatori di mercato è risultato che in una rampa relativa a centrali nucleari vi sono punti nevralgici che vengono di volta in volta raggiunti e mantenuti per un certo periodo di tempo con un incremento praticamente lineare della produzione. A partire dal 2022, sulla EEX Transparency Plattform le notifiche REMIT relative alle centrali nucleari svizzere sono integrate da una casella di testo, che descrive in maniera più trasparente la durata delle varie

rampe di avvio e di arresto. In caso di guasto alla centrale, inoltre, il punto di partenza coinciderà con l'inizio della rampa, mentre quello in fase di accensione della centrale coinciderà con l'istante in cui il reattore inizierà ad avviarsi. In questo modo s'intende incrementare la trasparenza del mercato elettrico e far sì che tutti gli operatori siano in grado di valutare meglio a priori gli impatti a livello di prezzo per i prodotti energetici all'ingrosso sul mercato di breve termine.

1 Tradotto dall'originale: Ramping situations that qualify as inside information as per Article 2(1) of REMIT (i.e. a ramping situation of a precise nature which has not been made public, which relates, directly or indirectly, to one or more wholesale energy products and which, if it were made public, would be likely to significantly affect the prices of those wholesale energy products) should be disclosed under Article 4 of REMIT. Fonte: ACER REMIT

7 Affari internazionali



Sul mercato elettrico i legami internazionali sono particolarmente stretti in seguito all'effettiva interconnessione fisica. Essa non solo consente gli scambi, ma è estremamente importante anche dal punto di vista della stabilità dell'approvvigionamento.

Il calo dei consumi di elettricità dovuto ai lockdown e alla recessione del 2020 ha ceduto il passo alla ripresa economica del 2021, che in Europa è stata sostenuta soprattutto dagli oltre 800 miliardi di euro del piano di rilancio Next Generation EU (2020).

Meno favorevoli, a partire dalla seconda metà del 2021, sono invece stati gli improvvisi aumenti dei prezzi del gas che, massicci e relativamente inattesi, hanno spinto a valori record altri vettori energetici (carbone, petrolio ecc.) e i prezzi dell'elettricità, per poi diffondersi progressivamente su tutti i mercati all'ingrosso (borse).

Nei Paesi in cui i consumatori o la produzione elettrica dipendono più direttamente dal gas o persino dal carbone, il problema è diventato presto una questione politica, con l'UE che ha visto sorgere tra gli Stati membri del sud o est d'Europa e i Paesi nordici più inclini alle

energie rinnovabili forti divergenze di vedute in merito alle cause e ai relativi rimedi.

Mentre alcuni criticano il nuovo quadro normativo europeo («CEP - Clean Energy Package», 2019), la cui attuazione nel 2020-2021 ha tra l'altro subito vari ritardi in seguito alla pandemia, altri lo ritengono appropriato. I problemi, tuttavia, sono più riconducibili a politiche e leggi energetiche nazionali inadeguate o alla dipendenza geopolitica dell'UE dai combustibili fossili provenienti da Paesi terzi che alle riforme portate avanti dall'UE dal 2009 e dal 2019 soprattutto nel settore dell'energia elettrica.

Le revisioni e le implementazioni delle metodologie previste da alcuni specifici codici di rete europei, anch'esse ritardate nel 2020 in seguito alla pandemia, sono state riprese e accelerate durante il 2021 sul fronte dell'esercizio della rete, dell'allacciamento alla rete,

della gestione delle congestioni e dell'energia di regolazione (ad es. calcoli della capacità per mercati intraday, D-1, dell'energia di regolazione o a termine). Su richiesta della Commissione europea, nel 2021 è stato avviato un solo progetto per un ulteriore nuovo codice di rete, riguardante la cibersicurezza nel settore dell'energia elettrica. D'intesa con ACER, la REGST dell'energia elettrica lo porterà a termine presumibilmente nel 2022 ai fini della sua adozione definitiva come Regolamento UE («Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows»).

Analogamente alle altre leggi e ai codici di rete europei, il suo obiettivo è armonizzare il quadro giuridico ai fini della liberalizzazione e integrazione dei mercati nazionali dell'elettricità. Le ricadute positive si faranno sentire anche su consumatori europei, energie rinnovabili, sicurezza di approvvigionamento, concorrenza e innovazione.

Con questo spirito, il 15 dicembre 2021 la Commissione europea ha altresì proposto una radicale riforma del settore del gas, al fine di creare i presupposti per una transizione dal metano fossile a gas rinnovabili a basse emissioni di CO₂, rafforzando così la resilienza del settore del gas. L'UE si è posta l'obiettivo di ridurre le sue emissioni di gas serra di almeno 55 per cento entro il 2030, così da rispettare gli impegni presi sul fronte

della neutralità climatica al 2050 nell'ambito dell'Accordo di Parigi (2015) e realizzare il suo ambizioso Green Deal europeo.

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

Nel 2021 lo sviluppo più rilevante per la ElCom sul piano della collaborazione internazionale è stata la risoluzione del Memorandum of Understanding (MoU) da parte di ACER. Questo MoU, sottoscritto da ACER ed ElCom nel 2015, riconosceva alla Commissione uno status di osservatore in seno ai gruppi di lavoro sull'elettricità di ACER. All'epoca la forte integrazione della rete elettrica svizzera in Europa era stata la motivazione congiunta che aveva reso possibile una simile cooperazione. Dalla rottura delle trattative sull'accordo quadro CH-UE nel maggio del 2021, nonché dall'escalation relativa alla partecipazione di Swissgrid alle piattaforme di bilanciamento e dalla Brexit, il tono delle istanze UE nei confronti della Svizzera è andato inasprendendosi, fino alla risoluzione del MoU da parte di ACER nell'agosto del 2021. La ElCom non ha dunque più visibilità diretta di quanto viene discusso in seno ai rispettivi gruppi di lavoro.

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 proce-

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

al momento vi sono capacità sul mercato intraday per le quali non vi è un prezzo definito.

La parte 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.

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

La graduale introduzione del meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi (Flow Based Market Coupling - FBMC) da parte di un numero sempre maggiore di Stati membri dell'UE consente un migliore sfruttamento delle capacità di rete sul piano economico e incentiva a eliminare le congestioni attraverso investimenti adeguati. Inoltre, limitando le capacità di frontiera tra i differenti Paesi e le differenti zone di prezzo, si evita il più possibile di spostare al confine le congestioni. A metà del 2022 l'FMBC verrà esteso a 13 Stati UE, a cui seguiranno presumibilmente altri Paesi, tra i quali l'Italia.

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

A tal fine, il regolamento UE 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica prevede per gli scambi commerciali internazionali una quota minima del 70 per cento della capacità di tutte le linee, affinché l'integrazione dei mercati e la sicurezza di approvvigionamento migliorino a livello paneuropeo. Per questo 70 per cento di capacità transfrontaliera l'UE consente eventuali eccezioni fino al 2025.

Nel 2021 le frontiere tra Bulgaria, Ungheria, Slovacchia, Romania e i Paesi UE a loro confinanti sono state inserite nel cosiddetto «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)», mirante a realizzare un mercato elettrico paneuropeo armonizzato con orizzonte temporale giornaliero (D-1). A questo punto, quindi, lo SDAC racchiude in sé quasi tutti i Paesi UE e quasi tutte o almeno le principali linee di collegamento all'interno dell'Unione europea. Le loro capacità vengono assegnate mediante un algoritmo di ottimizzazione comune, che accoppia tra loro i mercati all'ingrosso delle varie regioni dell'UE.

Per quanto riguarda il mercato intraday, nel mese di settembre 2021 l'Italia ha aderito al «Single Intraday Coupling (SIDC)» unendosi agli altri 21 Paesi dell'Unione europea e alla Norvegia, che vi fanno parte già dal 2018/2019. Si tratta di un meccanismo analogo allo SDAC, ma con un orizzonte temporale più breve, il che è fondamentale per integrare energie rinnovabili intermittenti come quella eolica e solare. Un quarto allargamento verso Grecia e Slovacchia è previsto per la fine del 2022. Le aste implicite esistenti dall'aprile del 2019 per l'allocazione della capacità di frontiera tra Svizzera e Italia sono state sostituite, nel settembre del 2021, dall'introduzione di due aste esplicite.

Il rapporto ACER sul mercato elettrico 2020 dell'UE, pubblicato nell'autunno del 2021, mette in luce le criticità che devono ancora

essere superate ai fini di una maggiore integrazione del mercato interno europeo. Per la prima volta, il rapporto ACER contiene anche alcune riflessioni sui temi della transizione energetica e del cambiamento climatico nell'UE, su determinati ostacoli alla libera determinazione dei prezzi, su specifiche regolamentazioni che disciplinino l'interrompibilità della domanda e sugli sforzi di riforma dei nove Paesi extra-UE dell'Europa sud-orientale (membri della cosiddetta Energy Community) volti a recepire per quanto possibile l'Acquis Communautaire dell'UE in ambito energetico.

Poiché i flussi fisici non corrispondono necessariamente ai flussi commerciali pianificati, essi limitano le possibilità di scambio alle frontiere e spesso richiedono interventi costosi per ridurre i rischi di stabilità della rete (ridispacciamento, ecc.). Dal 2020 ACER suggerisce di ripartire i costi di queste misure preventive e curative sulla base del principio di causalità al fine di garantire, o ottimizzare e massimizzare, la capacità di scambio.

Gli sviluppi sul fronte delle normative e delle metodologie UE, dai quali la Svizzera era quasi completamente esclusa, dovrebbero portare, nonostante alcuni aspetti positivi, a maggiori congestioni sulla rete svizzera. Queste influenzereanno nello specifico i flussi sia commerciali che fisici all'interno e all'esterno dell'UE, il che sovraccaricherà sempre più spesso la rete di Swissgrid.

Sinora la Svizzera è stata coinvolta solo in parte in determinati sviluppi dell'UE. La El-Com e Swissgrid, tuttavia, hanno collaborato per quanto possibile con ACER, la Commissione europea, le autorità di regolazione e i gestori delle reti di trasporto esteri ai fini dell'ottimizzazione delle capacità di frontiera ma, come si è detto, la situazione è diven-

tata più difficile dalla risoluzione del MoU da parte di ACER nell'agosto del 2021.

Swissgrid è coinvolta in un procedimento giudiziario in corso contro la Commissione europea. Qualora non si giunga a una soluzione politica o a una sentenza della Corte UE a favore della società, anche la sua partecipazione a varie piattaforme internazionali di scambio dell'energia di regolazione è a rischio.

Dopo due anni e l'approvazione di tutti i regolatori della regione (Italia, Francia, Austria, Slovenia e Svizzera), a fine 2021 è stato siglato un accordo di cooperazione per l'integrazione di Swissgrid alla frontiera italiana, un'evoluzione giudicata positiva da tutte le parti coinvolte.

D'altro lato la partecipazione del Regno Unito al mercato europeo interno dell'energia e all'FMBC è terminata in seguito alla Brexit e al nuovo accordo di partenariato del 24 dicembre 2020, entrato in vigore il 1° gennaio 2021. Il Regno Unito è dovuto pertanto tornare a un'attribuzione esplicita delle capacità di frontiera. Ciononostante l'accordo sugli scambi e la cooperazione tra il Regno Unito e l'UE mira a garantire, tra i vari aspetti, uno scambio efficiente attraverso linee di collegamento in corrente continua e prevede la possibilità di sviluppare entro 15 mesi un cosiddetto «Multi-Region Lossy Volume Coupling», sebbene quest'ultimo non sarà così efficiente come il modello standard dell'UE «FMBC- Flow-Based Market Coupling». La cooperazione tra UE e Regno Unito continuerà anche in futuro sul fronte dello scambio di informazioni, dei piani di sviluppo della rete e dei programmi di preparazione ai rischi. Il regolatore (Ofgem) e i gestori della rete di trasporto (National Grid) britannici sono però stati esclusi da ACER e dalla REGST dell'energia elettrica fintanto che non si saranno definiti i principi della loro futura cooperazione.

7.2 Merchant Line

Le merchant line sono elettrodotti transfrontalieri che, in forza di una deroga, sono esclusi dall'obbligo di concedere a terzi l'accesso alla rete. La capacità di tali linee è appannaggio del gestore di rete, mentre la sua utilizzazione è riservata all'investitore. Le eccezioni riconosciute sono a tempo determinato; alla scadenza del termine la proprietà della linea viene trasferita alla società nazionale di rete. Nell'anno in esame vi era una merchant line al confine con l'Italia, sulla quale il 3 agosto 2020 il Tribunale amministrativo federale ha pronunciato la sentenza A-671/2015 in merito all'entità della capacità esentata dall'obbligo di accesso non discriminatorio da parte di terzi. In essa il ricorso del gestore della merchant line ha trovato parziale accoglimento, e

la questione è stata rinviata alla ElCom ai fini di una rivalutazione. Contro la sentenza il gestore della merchant line è ricorso in appello dinanzi al Tribunale federale.

Sono proseguiti, nell'anno in rassegna, le discussioni relative alla realizzazione di un'ulteriore merchant line dalla Svizzera all'Italia lungo un tracciato esistente ma non più utilizzato. Non è escluso che l'anno prossimo venga richiesto alla ElCom il riconoscimento di un'eccezione rispetto all'accesso alla rete come merchant line, ai sensi dell'ordinanza del DATEC concernente le eccezioni all'accesso alla rete e nel calcolo dei costi di rete computabili nella rete di trasporto transfrontaliera (OEAC).

7.3 Proventi da aste

Le capacità transfrontaliere della rete di trasporto di piccola entità sono attribuite da Swissgrid in sede di asta. I proventi risultanti da tale vendite spettano, per ogni confine, per metà a Swissgrid e per l'altra metà al gestore della rete di trasporto estero. I proventi da aste possono essere impiegati per coprire i costi delle forniture transfrontaliere di energia elettrica, i costi computabili della rete di trasporto o per mantenere e potenziare la rete di trasporto (art. 17 cpv. 5 LAEI). Swissgrid propone la destinazione desiderata alla ElCom, dopodiché spetta a quest'ultima decidere dell'impiego di tali entrate (art. 22 cpv. 2 lett. c LAEI). Nel periodo 2009-2012, circa 40 milioni di franchi sono stati destinati di anno in anno alla riduzione dei costi computabili, mentre i proventi da aste del 2013 hanno dovuto essere utilizzati in buona parte per il mantenimento e il potenziamento della rete di

trasporto. Poiché gli investimenti effettuati in passato nella rete di trasporto non hanno raggiunto il volume originariamente previsto e a causa degli esborsi sostenuti in seguito a varie sentenze giudiziarie, Swissgrid ha chiesto che i proventi degli anni dal 2013 al 2018 fossero impiegati esclusivamente per ridurre le tariffe di rete. Conformemente all'accordo del 2018 tra la ElCom e Swissgrid, nel 2019 i proventi da aste sono stati destinati per il 35 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e il 65 per cento alla riduzione dei costi computabili; nel 2020 tali valori erano rispettivamente pari al 45 e al 55 per cento.

Per l'utilizzo dei proventi da aste del 2021, Swissgrid ha chiesto una deroga rispetto all'accordo di destinazione del 55 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 45 per cento alla riduzione dei costi com-

putabili di quest'ultima, adducendo come motivazione la presenza di vari effetti straordinari. A febbraio 2021 la ElCom ha respinto la richiesta e confermato il rapporto di destinazione dei proventi concordato. In seguito alla pandemia di coronavirus, nel marzo del 2021 Swissgrid ha presentato una domanda di riesame chiedendo che i proventi da aste del 2021 fossero utilizzati esclusivamente a riduzione dei costi computabili. Vista la straordinarietà della situazione, la ElCom ha accolto la domanda.

Nell'anno in esame Swissgrid ha fatto domanda per utilizzare i proventi da aste del 2022, chiedendo una deroga rispetto all'accordo di destinazione del 65 per cento al mantenimento e all'ampliamento della rete di trasporto e del 35 per cento alla riduzione dei costi computabili di quest'ultima in seguito alla presenza di effetti speciali (soprattutto la riduzione delle differenze di copertura per l'attuazione della verifica del sistema e

il pagamento della tranne 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 concordato del 65 e 35 per cento, essendo gli effetti speciali citati già prevedibili e non avendo la pandemia di COVID-19 più colto così di sorpresa come nel 2020. In generale l'obiettivo della ElCom è un utilizzo durevole dei proventi da aste cercando di omogeneizzare le tariffe a favore dei consumatori finali, il che giustifica il loro impiego per l'ampliamento e la manutenzione della rete di trasporto. Così facendo si ridimensionano i costi computabili a lungo termine.

La figura 19 indica come sono stati impiegati i proventi da aste realizzati ai confini svizzeri tra il 2017 e il 2021. Per il 2021 vengono riportati i dati previsionali, non essendo ancora disponibile il consuntivo al momento della chiusura redazionale.

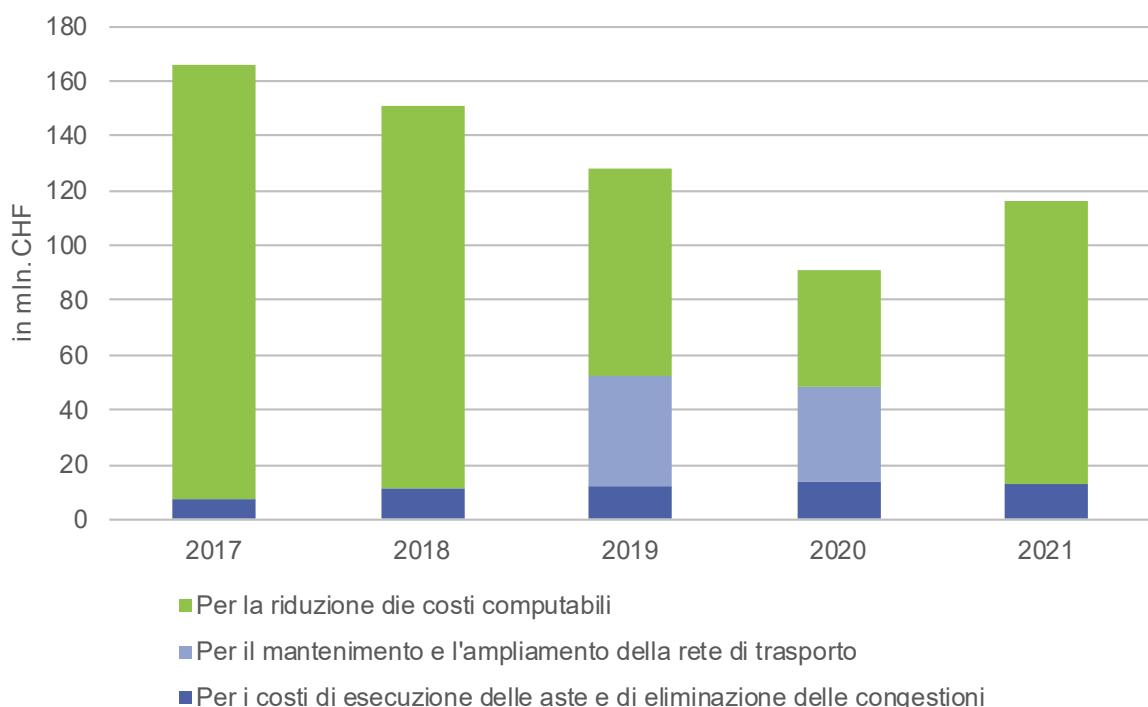


Figura 19: Destinazione dei proventi da aste 2017–2021

7.4 Piattaforme internazionali per l'energia di regolazione

L'energia di regolazione deve compensare le fluttuazioni a breve termine dei consumi e della produzione, per cui rappresenta un elemento fondamentale della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Con il terzo pacchetto di misure per il mercato interno UE, l'acquisizione e l'utilizzo di energia di regolazione vengono estesi sistematicamente oltre i confini nazionali, consentendo al mercato di beneficiare di notevoli vantaggi di prezzo a livello di acquisizione (e quindi, in ultima analisi, per il consumatore finale) e di una maggiore protezione da possibili congestioni.

A questo scopo si stanno allestendo piattaforme internazionali di trading dedicate, di cui quella per lo scambio di potenza di regolazione primaria (Frequency Containment Reserve FCR) e quella per l'imbalance netting (IN) sono già attive e verranno ulteriormente ampliate, se necessario. La piattaforma per la potenza di regolazione terziaria (Replacement Reserve/progetto TERRE) è operativa da gennaio 2020, con il go live della Svizzera a ottobre 2020. Le altre piattaforme per lo scambio di energia di regolazione (aFRR, mFRR) entreranno in funzione nel corso del 2022.

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

Nel 2019 la cooperazione FCR ha compiuto un primo passo verso un nuovo design di mercato

con l'introduzione di aste D-2 giornaliere. Da allora si discutono e si apportano regolarmente nuovi adeguamenti, anche con l'intento di muoversi verso un design di mercato in tempo reale. Ne è un esempio l'introduzione, a luglio 2020, di aste D-1 con durata dei prodotti ridotta a 4 ore. Sulla piattaforma FCR le operazioni si svolgono grazie a un complesso algoritmo di allocazione che tiene conto delle varie zone di prezzo e delle condizioni accessorie, calcolando un sistema di prezzi marginali (marginal pricing) e la relativa durata dei prodotti.

La partecipazione della Svizzera alle tre piattaforme per RR/TERRE, aFRR e mFRR è soggetta a una riserva giuridica da parte dell'UE: la Commissione europea deciderà in merito sulla base delle dichiarazioni della Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (REGST dell'energia elettrica) e dell'Agenzia europea ACER. La REGST ha formulato nel settembre del 2017 un parere favorevole, seguito 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 di Swissgrid.

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

7.5 Organismi internazionali

Per concretizzare il Green Deal europeo (2019), l'UE mira a ridurre le sue emissioni di gas serra di almeno il 55 per cento entro il 2030 (il cosiddetto pacchetto «Fit for 55» del 14 luglio 2021, che prevede anche la revisione della direttiva UE sulle energie rinnovabili). Il 15 dicembre 2021 la Commissione UE ha proposto un ulteriore pacchetto di riforme per il settore del gas, i suoi mercati e le relative infrastrutture.

L'UE conferma il proprio impegno volto a concretizzare l'accordo sul clima di Parigi (2015), cosicché l'Europa diventi il primo continente ad aver raggiunto la neutralità climatica entro il 2050. La transizione energetica – con la digitalizzazione dell'economia e della società europee – rappresenta una priorità per l'UE ed è sostenuta massicciamente da Next Generation EU, il piano di rilancio dell'economia all'indomani della pandemia di coronavirus. A tal fine, per gli anni dal 2021 al 2030 gli Stati membri sono chiamati a definire, tra i vari aspetti, piani energetici e climatici coerenti e un programma sostenibile di riforme dei loro mercati energetici nazionali.

Occorrerà inoltre intensificare la collaborazione internazionale e regionale con il settore del gas nonché la sua integrazione e complementarietà con il comparto elettrico. L'obiettivo dev'essere una parità di trattamento tra tutti i vettori energetici, cosicché il mercato elettrico e del gas – ad esempio in materia di tassazione – siano finalizzati alla decarbonizzazione. La nuova serie di proposte legislative formulate dalla Commissione europea a dicembre 2021 mira a creare i presupposti per una transizione dal metano fossile a gas rinnovabili a basse emissioni di CO₂, in particola-

re biometano e idrogeno, rafforzando così la resilienza del settore del gas. Questa proposta giunge sulla scia di un aumento generalizzato dei prezzi dell'energia – inclusi quelli dell'elettricità – che è andato intensificandosi nella seconda metà del 2021 e che l'UE e i suoi Stati membri stanno cercando di mitigare. Gli adeguamenti normativi necessari a tal fine saranno esaminati nel corso del 2022.

Chiusa ogni possibilità di cooperazione con ACER in seguito al fallimento dell'accordo quadro istituzionale tra la Svizzera e l'UE, la ElCom ha perso il proprio status di osservatore in seno all'«ACER Electricity Working Group» e ai suoi sottogruppi, per cui ora le vengono a mancare informazioni dirette su sviluppi interni all'UE rilevanti per la Svizzera.

La Commissione europea ha altresì negato la partecipazione della ElCom quale osservatore all'edizione 2021 dello European Electricity Regulatory Forum, il cosiddetto «Forum di Firenze» dedicato alla sfida dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia. La ElCom si propone di compensare questa mancanza di informazioni con il confronto bilaterale e di continuare a far valere gli interessi della Svizzera.

Entro luglio 2022 dovranno essere introdotti i cosiddetti «RCC – Regional Coordination Centers» che andranno a sostituire gli odierni «RSC – Regional Security Coordinators» come Coreso o TSCNet Services, con l'obiettivo di agevolare un sistema elettrico sicuro, affidabile ed efficiente ed effettuare calcoli delle capacità e analisi della sicurezza. Come deliberato nel 2021, Swissgrid potrà rimanere azionista di TSCNet anche in futuro. Nella

nuova struttura, Swissgrid avrà meno potere decisionale, ma allo stato attuale si ritiene che potrà contare sul flusso di informazioni necessarie per l'esercizio sicuro della rete. L'effettiva implementazione degli RCC, tuttavia, durerà ancora svariati anni ed è un percorso non privo di incognite.

Nel 2021, insieme all'UFE e a Swissgrid, la ElCom ha continuato a partecipare ai lavori del Forum pentalaterale dell'energia (Pentalateral Energy Forum - PLEF), intesi a garantire la sicurezza della rete in inverno e la distribuzione dei costi di ridispacciamento. La Commissione ha partecipato alle discussioni

sull'ulteriore sviluppo della gestione delle capacità alla frontiera settentrionale italiana.

Dal 2012, inoltre, la ElCom partecipa in qualità di osservatore al Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER). Per il periodo 2022-2025 quest'ultimo ha definito una nuova strategia denominata «Empowering Consumers for the Energy Transition», in linea con gli obiettivi generali dell'UE. Per quanto riguarda infine l'«OECD Network of Economic Regulators (NER)», l'organismo lavora dal 2021 alla dotazione di risorse e alla pianificazione e valutazione operativa strategica dei regolatori economici.

8 Prospettive future

Nell'inverno 2021/22 le tensioni geopolitiche hanno chiaramente avuto un impatto anche sul mercato dell'energia elettrica. La ElCom prevede che, a breve e medio termine, i prezzi rimarranno elevati e oltretutto soggetti a volatilità. Se sinora i clienti del servizio universale sono stati ampiamente risparmiati da queste dinamiche ascensionali, per l'anno tariffario 2023 ci si dovrà attendere da più parti un incremento dei costi energetici.

A trainare i prezzi dell'energia elettrica verso l'alto in Europa, e quindi anche in Svizzera, sono stati soprattutto i prezzi del gas, schizzati letteralmente alle stelle sulla scia del conflitto russo-ucraino. Né nel 2021 né nel 2022, tuttavia, gli effetti di tali aumenti si sono fatti sentire sui consumatori finali in regime di servizio universale. Le tariffe energetiche per l'anno successivo vengono comunicate dai distributori ad agosto. Poiché la maggior parte delle IAE acquista una porzione significativa del proprio fabbisogno energetico sul mercato, gli aumenti di prezzo si ripercuotono anche sui clienti del servizio universale, ma con un certo ritardo.

Considerato il fatto che le IAE solitamente si procurano l'energia elettrica necessaria con fino a tre anni di anticipo e all'atto della pubblicazione delle tariffe hanno perlopiù già coperto il fabbisogno dei clienti in regime di servizio universale, i forti aumenti di prezzo registrati a partire dall'autunno del 2021 dovrebbero influire solo limitatamente sui suoi costi d'acquisto per gli anni 2021 e 2022 – motivo per cui anche gli eventuali aggiustamenti a posteriori nei confronti dei consumatori finali dovrebbero poter essere assorbiti con la costituzione di differenze di copertura e quindi rimanere moderati. L'entità degli eventuali incrementi tariffari per il 2023 è difficile da prevedere e varierà da distributore a distributore. Visti gli incrementi di prezzo (eterogenei), la ElCom prevede che nell'anno in corso si troverà dinanzi a un maggior numero di richieste inerenti all'entità e alla struttura delle tarif-

fe e all'approvvigionamento sostitutivo, nonché di domande sui temi dell'accesso al mercato e del servizio universale.

Come ha evidenziato la situazione sul finire del 2021, le volatilità sul mercato elettrico e i picchi estremi di prezzo possono anche mettere in seria difficoltà, sul piano delle disponibilità liquide, le imprese operanti nel comparto energetico. In tale contesto non è escluso che i problemi di liquidità di singole imprese possano anche ripercuotersi negativamente sulla stabilità dell'intero mercato e quindi sulla sicurezza dell'approvvigionamento, obbligando di fatto l'ente pubblico a un intervento di sostegno. In Svizzera la mancata trasparenza sulle posizioni di trading e l'esposizione di singoli operatori di mercato rende difficile, per le autorità, valutare la situazione e gli eventuali provvedimenti necessari. Da parte della Confederazione sono stati pertanto avviati i lavori per un possibile adeguamento delle condizioni quadro, a cui la ElCom partecipa a titolo consultivo.

Sul fronte della sicurezza di approvvigionamento la ElCom segue attentamente il programma di attuazione delle riserve idroelettriche e di centrali a gas varato dal Consiglio federale. Per quanto concerne il piano di realizzazione di centrali elettriche a gas di picco elaborato dalla Commissione, si tratta ora di chiarire alcune ulteriori questioni di natura attuativa, coordinare il tutto con la riserva idroelettrica già in previsione e creare le basi giuridiche necessarie. A tal fine la ElCom è in stretto contatto con l'UFE e con il settore.

A livello europeo, l'anno prossimo sarà fondamentale estendere il meccanismo di accoppiamento dei mercati basato sui flussi alla regione CORE. Attraverso una contemporanea intensificazione del trading di breve termine sulle piattaforme di bilanciamento internazionali occorrerà garantire che la sicurezza della rete svizzera sia debitamente tenuta in considerazione anche in presenza di ulteriori flussi non

programmati. A tale scopo la ElCom monitora la parametrizzazione dei calcoli sulla sicurezza della rete effettuati da Swissgrid in collaborazione con i gestori di rete della regione CORE e i partner delle piattaforme di bilanciamento.

Per il 2022 la ElCom prevede che il Tribunale amministrativo federale si pronunci sulle seguenti questioni: un gestore di rete deve considerare o no i propri costi di produzione nel definire l'importo della rimunerazione per la ripresa dell'energia elettrica immessa in rete? L'uso di un sistema di misurazione non certificato viola il diritto in materia di protezione dei dati? Come deve procedere la ElCom in caso di verifica tariffaria individuale?

Sono al vaglio anche importanti disegni di leggi e ordinanze nel settore elettrico. I lavori in tal senso sono coordinati dall'UFE e vedono la ElCom coinvolta nell'ambito delle consultazioni. Da citare sono la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, con la revisione della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico (atto mantello), la legge sull'approvvigionamento di gas e modifiche a varie ordinanze per l'attuazione dell'iniziativa parlamentare Girod. Quest'ultima introduce, oltre a un'incentivazione prolungata delle energie rinnovabili, una base giuridica per i progetti pilota («sandbox») e proroga la deroga al metodo del prezzo medio ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5bis LAEI. Vanno altresì citate le previste modifiche di legge per accelerare la costruzione di centrali (idroelettriche ed eoliche), che andranno in consultazione nel 2022.

Nel 2022 una priorità della sezione Prezzi e tariffe sarà la campagna sul tema delle coperture insufficienti, nell'ambito della quale si verificheranno i circa 600 reclami e si valuteranno i piani di riduzione proposti. L'obiettivo è far sì che gli operatori di rete ricevano un feedback in tempo per poterne tenere conto nelle tariffe del 2023. Un'altra priorità

per il 2022 saranno i requisiti relativi alla compensazione e all'esibizione delle garanzie di origine in ambito energetico. Da questo punto di vista la ElCom esaminerà più attentamente le dichiarazioni dei gestori di rete e, laddove necessario, adotterà gli opportuni correttivi. La Commissione, inoltre, continuerà a seguire gli sviluppi politici in materia di remunerazione dei beni patrimoniali necessari all'esercizio (WACC).

In ambito cyber, a partire dal 2022 la ElCom attuerà progressivamente il piano di monitoraggio della sicurezza informatica (cfr. capitolo Cibersicurezza) sviluppato nel corso dell'anno in esame. Parallelamente, nell'UE entrerà presto in vigore il Networkcode Cybersecurity (NCCS), che avrà ripercussioni anche sui gestori di rete svizzeri, in particolare su Swissgrid. In tale contesto emergeranno requisiti specifici dal punto di vista della regolamentazione e quindi del ruolo del regolatore. Nel campo della cibersicurezza, il 2022 sarà l'anno in cui creare i presupposti affinché Swissgrid possa stringere gli accordi necessari con i TSO confinanti.

A livello internazionale continuano i tavoli tecnici soprattutto tra i gestori delle reti di trasporto. Dal punto di vista tecnico-operativo la Svizzera, e il suo gestore di rete Swissgrid, saranno integrati nel Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) di tutti i TSO dell'Europa continentale. Rimangono invece di difficile valutazione il futuro coinvolgimento della Svizzera nel market coupling europeo (che semplifica il trading) e soprattutto i calcoli delle capacità di frontiera che ne conseguiranno. Con il continuo sviluppo del Flow Based Market Coupling in Europa e l'applicazione delle cosiddette regole Min-Ram – secondo le quali in futuro i Paesi confinanti dovranno riservare almeno il 70 per cento delle capacità transfrontaliere agli scambi tra gli Stati membri dell'UE – le capacità di importazione ed esportazione svizzere potrebbero subire limitazioni.

9 La ElCom



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

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

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

Il settore in cifre

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

Numero di gestori di rete: circa 620

Numero di livelli di rete: 7

Chilometri di reti elettriche:

livello di rete 1 – circa 6'700 km | livello di rete 3 – circa 8'600 km | livello di rete 5 – circa 45'000 km | livello di rete 7 – circa 147'000 km (linee aeree e cavi interrati, inclusi gli allacciamenti domestici)

Transformatori: livello di rete 2 – 149 | livello di rete 4 – 1'143 | livello di rete 6 – circa 59'000 (inclusi trasformatori su palo)

Numero di punti di misurazione: 5,7 milioni

Numero di destinatari di fattura: 5,5 milioni

Fatturato totale da corrispettivi per l'utilizzazione della rete: 3.3 miliardi di franchi

Investimenti annui: circa 1,4 miliardi di franchi

Consumo annuo di energia elettrica: 55 TWh

Produzione: 69 TWh

Importazione di energia elettrica: 33 TWh

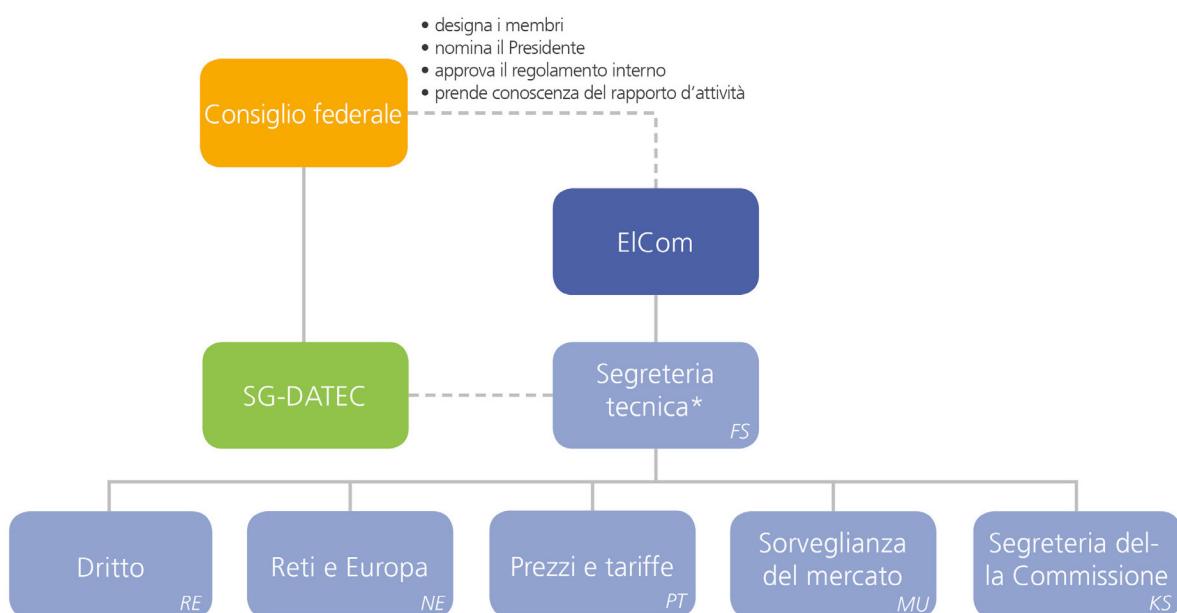
Esportazione di energia elettrica: 38 TWh

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

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

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:

- Dario Marty (dal 2018): Dipl. El. Ing., ex direttore dell'ESTI
- Sita Mazumder (dal 2018): Dr. oec. publ., professoressa di economia e informatica presso il dipartimento di informatica della scuola universitaria di Lucerna
- Andreas Stöckli (dal 2019): Dr. iur., avvocato, professore di diritto costituzionale e amministrativo all'Università di Friburgo

- Katia Delbiaggio (dal 2020): Dr. rer. pol., professorella di economia politica presso il dipartimento di economia della scuola universitaria di Lucerna
- 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

Reti e sicurezza di approvvigionamento

- Dario Marty (direzione)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relazioni internazionali

- Felix Vontobel (direzione)
- Werner Luginbühl
- Dario Marty

Sorveglianza del mercato

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

Dimissioni e nuove nomine

Nell'anno in rassegna non ci sono state dimissioni né nuove nomine.

Rappresentanza di genere e delle regioni linguistiche

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

9.1.2 Fachsekretariat

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

punto di vista amministrativo. Al 31.12.2021 la Segreteria tecnica contava 45 collaboratori (inclusi tre stagisti) a tempo pieno o parziale, pari a 36,7 unità equivalenti a tempo pieno («Full time equivalents, FTE»). Fra i collaboratori si contano 25 uomini e 17 donne, corrispondenti a una quota femminile di circa il 39,5 per cento. L'età media dei collaboratori è di 44 anni. Le lingue ufficiali sono così rappresentate:

- Italiano: 2 collaboratori
- Francese: 6 collaboratori
- Tedesco: 34 collaboratori

Responsabile della Segreteria tecnica (in totale 45 collaboratori)



Fino al 31.10.2021

Renato Tami
lic. iur., avvocato e notaio



Dal al 01.11.2021

Urs Meister
Dr. oec. publ.



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



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

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



**Sezione Diritto
(10 collaboratori)**

Nicole Zeller
lic. iur., avvocato



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

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finanze

Nel corso dell'anno in esame, il budget della ElCom ammontava a 13,2 milioni di franchi, di cui sono stati effettivamente spesi circa 13,1 milioni. Tale importo ha coperto integralmente i costi di esercizio e del personale della ElCom, incluse le spese aggiuntive straordinarie legate alla sostituzione dei sistemi informatici.

A queste uscite corrispondono entrate per circa 5 milioni di franchi, provenienti dalla tassa di vigilanza riscossa da Swissgrid per la collaborazione della ElCom con le autorità estere e dalle tasse procedurali a carico delle parti.

9.3 Manifestazioni

Forum ElCom 2021

Dopo due anni di pausa dettata dalla pandemia, il 5 novembre 2021 si è tenuta l'undicesima edizione del Forum ElCom presso il Kultur- und Kongresszentrum di Lucerna. Circa 300 persone attive nel settore energetico vi hanno partecipato, ascoltando relazioni e prendendo parte alle discussioni sulla questione della

compatibilità tra sicurezza di approvvigionamento ed energie rinnovabili. Relatori di alto livello provenienti dalle aziende elettriche, dall'amministrazione e dal mondo scientifico hanno fatto il punto della situazione e dibattuto delle future grandi sfide. Il Forum ElCom 2022 è in programma il 18 novembre.

Eventi informativi per i gestori di rete

Nella primavera del 2021 la ElCom ha organizzato in tutto sei eventi informativi per i gestori di rete, svoltisi in forma virtuale a causa della pandemia di coronavirus. Tra i temi trattati, varie questioni inerenti alla sezione Prezzi e tariffe, gli ultimi sviluppi sul piano normativo e le novità in termini di politica

energetica dell'UFE. Circa 600 persone in tutto hanno partecipato alle sei manifestazioni in tre lingue. Sia per i partecipanti che per il personale della ElCom e dell'UFE questi incontri hanno costituito nuovamente un'ottima occasione per confrontarsi sul piano tecnico.

Workshop Sorveglianza del mercato

Come negli anni precedenti (ad eccezione del 2020 dominato dalla pandemia), nel mese di maggio del 2021 si è nuovamente tenuto un workshop a cura del settore Sorveglianza del mercato, anche se in modalità online. L'edi-

zione 2021 del workshop ha visto al centro dell'attenzione gli attuali sviluppi della sorveglianza dei mercati all'ingrosso di energia in Svizzera e in Europa e il trading logaritmico.

10 Appendice

10.1 Statistica di esercizio

Nel corso del 2021 sono pervenute complessivamente 152 nuove pratiche, mentre 203 erano riferite all'anno precedente. Nell'anno in rassegna ne sono state evase già 201 – il che equivale a un rapporto del 57 per cento. Le cosiddette «richieste semplici» sono richieste pervenute via mail o tramite il modulo di contatto sul sito internet della ElCom e classificabili come domande di routine, la cui

evasione richiede in genere qualche ora o giorno. Di rado comportano l'avvio di una procedura. Nel corso del 2021 sono pervenute in tutto 418 richieste semplici che, ad eccezione di 23, sono state evase completamente (94 per cento). Nell'anno in esame sono state emanate complessivamente 29 decisioni, molte delle quali in relazione a domande di potenziamento della rete.

Tipo di attività	Riporto dagli anni precedenti	Ricezione 2021	Esecuzione 2021	Riporto al 2022
Reclami specifici legati alle tariffe	31	18	21	28
Potenziamenti della rete	29	47	48	28
Casi rimanenti	143	87	132	98
Totale	203	152	201	154
Richieste semplici	18	418	413	23
Totale incl. richieste semplici	221	570	614	177

Tabella 7: Statistica di esercizio 2021 della ElCom

10.2 Statistica delle riunioni

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

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

10.3 Pubblicazioni

Istruzioni

18.05.2021 WACC Produzione

Comunicazioni

28.01.2021 Trading intraday transfrontaliero continuo
30.06.2021 Modello di applicazione del consumo proprio («Praxismodell»)
07.07.2021 Revision NHG Vernehmllassung ElCom (in tedesco)
21.07.2021 Domande e risposte sulla Strategia energetica 2050

Rapporti e studi

26.01.2021 Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020 (in tedesco)
28.05.2021 Trasparenza del mercato elettrico 2020 – Rapporto della ElCom
03.06.2021 Importrisiken – Zusammenfassung (in tedesco)
03.06.2021 Importrisiken – Zusammenfassung
13.10.2021 Rapporto breve Misure a livello di rete per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità di rete a breve e medio termine

10.4 Glossario

Accesso alla rete	Diritto di utilizzare una rete per ricevere energia elettrica da un fornitore a scelta o per immettere energia elettrica nella rete stessa.
ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve /manually Frequency Restoration Reserve
AT	Alta tensione
BT	Bassa tensione
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie; Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia
CEP	Clean Energy Package
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
Consumatore finale	Cliente che acquista energia elettrica per uso proprio. È escluso l'acquisto di energia elettrica per il fabbisogno proprio di una centrale elettrica e per l'azionamento di pompe negli impianti di accumulazione con pompaggio.
CORE	La regione di calcolo della capacità CORE costituita dalle precedenti regioni CWE (Central West Europe) e CEE (Central East Europe)
Cost plus, regolazione	Regolazione cost plus: metodo di regolazione delle tariffe nel quale ciascun operatore di rete, sulla base dei propri costi, calcola i costi operativi, compreso un margine di profitto ragionevole. Si tratta del sistema di regolazione delle tariffe utilizzato attualmente in Svizzera. Per contro, nella regolazione per incentivi vengono determinati i costi che un gestore di rete efficiente dovrebbe sostenere per il comprensorio di rete interessato.

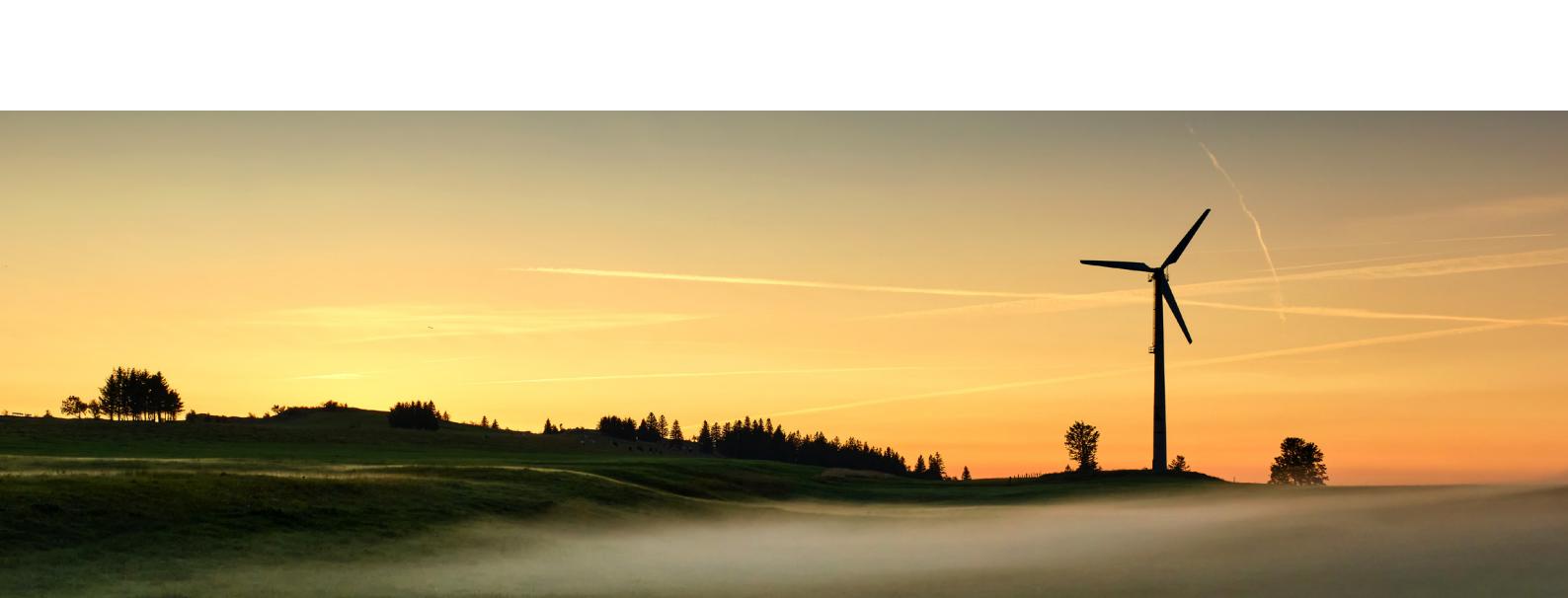
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
Energia di regolazione	Impiego di energia elettrica automatico o ordinato dalle centrali per mantenere lo scambio programmato di energia elettrica e garantire la sicurezza della gestione della rete.
EPEX	European Power Exchange
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
European Green Deal	Strategia di crescita dell'UE per un'economia sostenibile
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
FITS	Flexible Intraday Trading System
FV	Fotovoltaico
Gestione del bilancio	Provvedimenti per la tenuta continua del bilancio energetico e di potenza nel sistema dell'energia elettrica; vi rientrano in particolare la gestione del programma previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio.
Gestione delle congestioni	Garantisce l'esercizio sicuro della rete attraverso misure preventive (ad es. determinazione della NTC, aste per l'assegnazione di capacità) e operative (ad es. redispatch, riduzioni).
GR / GDR	Gestore di rete
H4	Appartamento di 5 locali con fornello elettrico e asciugatrice, senza boiler elettrico
IDM	Index Intraday Market / Intraday Market Index Svizzera
Impianto FV	Impianto fotovoltaico

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

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

SAIDI	Il System Average Interruption Duration Index (SAIDI) descrive la durata media delle interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico.
SAIFI	Il System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) descrive il numero medio di interruzioni dell'approvvigionamento di un consumatore finale in un sistema di approvvigionamento elettrico.
STOR	Suspicious Trading and Order Report
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattora
UE	Unione europea
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFPP	Ufficio federale della protezione della popolazione
UST	Ufficio federale di statistica
Utilizzazione della rete	Utilizzo fisico di un sistema di rete mediante immissioni o prelievi di elettricità.
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