



---

# Potenza di regolazione ed energia di regolazione 2022

## Rapporto della ElCom

---

Berna, 30 maggio 2023

## Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>4</b>
1.1	Potenza di regolazione ed energia di regolazione	5
1.2	Strategia generale d'acquisto e strutturazione del prodotto	5
1.3	Finanziamento della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione	6
1.4	Panoramica generale del mercato nell'anno in rassegna	6
<b>2</b>	<b>Potenza di regolazione</b>	<b>7</b>
2.1	Volumi d'acquisto della potenza di regolazione 2022	7
2.2	Potenza di regolazione primaria	8
2.3	Potenza di regolazione secondaria	9
2.4	Potenza di regolazione terziaria	12
2.5	Evoluzione dei costi della potenza di regolazione dal 2009 al 2022	15
<b>3</b>	<b>Energia di regolazione</b>	<b>19</b>
3.1	Anno 2022	19
3.1.1	Energia di regolazione richiesta	19
3.1.2	Costi dell'energia di regolazione	20
3.1.3	Imbalance Netting Plattform (in passato: International Grid Control Cooperation)	21
3.2	Andamento a lungo termine dal 2014	22
3.2.1	Energia di regolazione richiesta	22
3.2.2	Costi dell'energia di regolazione	24
<b>4</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>27</b>
<b>5</b>	<b>Allegato</b>	<b>29</b>
5.1	Abbreviazioni	29

## Indice delle figure

Figura 1: schema della procedura di attivazione dell'energia di regolazione, Fonte: Swissgrid	4
Figura 2: volumi di PRP per mese	8
Figura 3: costi della RRP per mese	9
Figura 4: volumi della PRS positiva per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 10a e la 19a settimana dell'anno è avvenuto nel mese di settembre dell'anno precedente, mentre quello per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana si è svolto in modo scaglionato da agosto a novembre 2022.	10
Figura 5: volumi della PRS positiva per settimana	10
Figura 6: volumi della PRS negativa per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 10a e la 19a settimana dell'anno è avvenuto nel mese di settembre dell'anno precedente, mentre quello per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana si è svolto in modo scaglionato da agosto a novembre 2022.	11
Figura 7: volumi della PRS negativa per settimana	11
Figura 8: volumi della PRT + prodotto settimanale. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana è avvenuto in maniera scaglionata da agosto a novembre 2022.	12
Figura 9: volumi PRT+ sommati, per prodotto settimanale (incl. l'acquisto anticipato) e prodotto giornaliero.	13
Figura 10: costi della PRT+ prodotto settimanale.	13

Figura 11: volumi della PRT negativa per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana è avvenuto in maniera scaglionata da agosto a novembre 2022. ....	14
Figura 12: volumi della PRT- sommati, per prodotto settimanale (incl. l'acquisto anticipato) e il prodotto giornaliero. ....	14
Figura 13: costi della PRT- prodotto settimanale. ....	15
Figura 14: risultati dei singoli anni a partire dal 2009. ....	16
Figura 15: suddivisione dei costi per il 2022 in PRP, PRS e PRT. ....	17
Figura 16: suddivisione dei costi per il 2021 e il 2022 in singoli prodotti. ....	17
Figura 17: costi per MW dei prodotti di potenza di regolazione 2021 e 2022. ....	18
Figura 18: quantità di ERS e ERT per prodotto nel 2022. ....	20
Figura 19: costi ERS ed ERT per prodotto nel 2022. ....	21
Figura 20: volumi (a) e valore monetario (b) dei «Netted imbalances» nel 2022 e nel 2021. ....	22
Figura 21: volume di ERS ed ERT dal 2015 al 2022. ....	23
Figura 22: volume di energia di regolazione per prodotto dal 2015 al 2022. ....	23
Figura 23: costi netti ERS ed ERT dal 2014 al 2022. ....	24
Figura 24: costi dell'ERS e dell'ERT per singolo prodotto, dal 2015 al 2022. ....	25
Figura 25: costi per MWh di ERS ed ERT, per singolo prodotto, dal 2015 al 2022. ....	26
Figura 26: costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione 2022, fonte: Swissgrid, calcolo ElCom. ....	27

## Indice delle tabelle

Tabella 1: valori annui medi della potenza di regolazione in riserva. ....	8
Tabella 2: energia di regolazione richiesta nel 2022. ....	20
Tabella 3: costi assoluti dell'energia di regolazione nel 2022. ....	21
Tabella 4: costi specifici dell'energia di regolazione in CHF/MWh per prodotto nel 2021 e 2022. ....	28

## 1 Introduzione

La società nazionale di rete Swissgrid provvede costantemente a un esercizio non discriminatorio, affidabile e performante della rete di trasporto quale base essenziale per l'approvvigionamento sicuro della Svizzera (art. 20 cpv. 1 LAEI). Ciò presuppone sufficienti capacità di produzione di energia elettrica, nonché una rete di trasporto e distribuzione di dimensioni adeguate per trasportare l'energia al cliente finale. Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata nella rete, la quantità di elettricità immessa deve corrispondere esattamente e in ogni momento a quella prelevata. Tuttavia, nonostante l'elevata qualità delle previsioni di produzione e consumo da parte dei fornitori di energia, 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 elettrica al consumo effettivo. Ciò richiede centrali elettriche la cui produzione possa essere regolata adeguatamente. Swissgrid acquista la necessaria potenza di regolazione attraverso una procedura orientata al mercato, non discriminatoria e trasparente (art. 22 cpv. 1 OAEI).

In caso di squilibrio, nel sistema europeo integrato viene adottata una procedura in tre fasi. Con la regolazione primaria viene ripristinato l'equilibrio nel giro di pochi secondi. Se ciò non è sufficiente, dopo cinque minuti viene richiamata la regolazione secondaria. In caso di scostamenti di durata superiore a 15 minuti, alla regolazione secondaria subentra la regolazione terziaria. L'attivazione dell'energia di regolazione avviene automaticamente per la maggior parte dei prodotti; solo una parte dell'energia di regolazione terziaria può essere attivata anche manualmente. La figura seguente illustra la procedura sopra descritta.

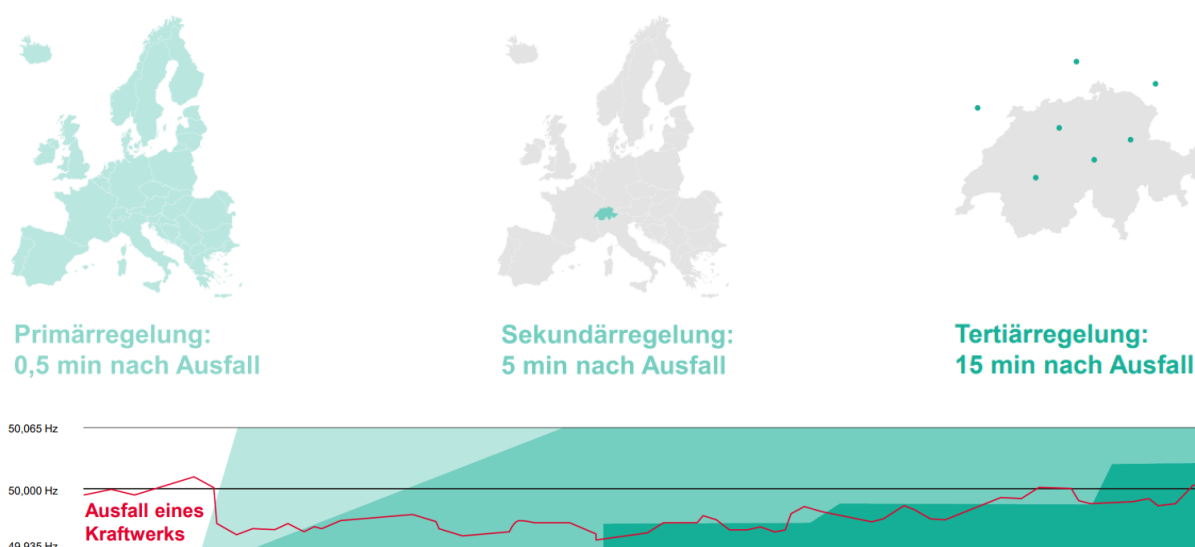


Figura 1: schema della procedura di attivazione dell'energia di regolazione, fonte: Swissgrid

La ElCom vigila sul rispetto della LAEI e monitora e sorveglia gli sviluppi dei mercati dell'elettricità per assicurare un approvvigionamento elettrico sicuro ed economico. Ciò include anche il monitoraggio dell'acquisto delle prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS), in particolare della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione.

Il presente rapporto rientra in questo monitoraggio e indica i volumi di energia di regolazione impiegati e i relativi costi per il 2022, nonché l'evoluzione a lungo termine. Con il documento si intende contribuire alla trasparenza e alla comprensione delle problematiche legate alla potenza di regolazione e all'energia di regolazione, due elementi importanti per garantire un esercizio stabile della rete. Il documento non contiene informazioni di mercato sensibili necessarie all'attività di regolazione.

## 1.1 Potenza di regolazione ed energia di regolazione

Ai sensi dell'articolo 20 capoverso 2 lettera b LAEI, Swissgrid garantisce, tra l'altro, l'approntamento delle prestazioni di servizio relative al sistema. Le capacità delle centrali necessarie a questo scopo devono essere acquistate secondo una procedura trasparente e non discriminatoria. Per la potenza di regolazione e l'energia di regolazione si opera una distinzione tra regolazione primaria, secondaria e terziaria, in base alla velocità con cui vengono rese disponibili e alla durata d'impiego. Visti i requisiti tecnici necessari per la sua attivazione, in Svizzera la potenza di regolazione è fornita in primo luogo, ma non esclusivamente, dalle centrali idroelettriche.

Per aumentare la liquidità in sede di acquisto di potenza e di energia di regolazione, Swissgrid partecipa alle piattaforme Internazionali «Frequency Containment Reserves» (FCR) e «International Grid Control Cooperation» (IGCC). Inoltre, da ottobre 2020 Swissgrid acquista l'energia di regolazione anche dalla piattaforma internazionale TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

Poiché l'acquisto avviene sul mercato, succede anche che i vari prodotti della potenza e dell'energia di regolazione siano in concorrenza con il mercato all'ingrosso. D'altro canto, il mercato della potenza e dell'energia di regolazione aumenta le opportunità di commercializzazione per i produttori. Pertanto, in inverno e in primavera, quando i livelli di riempimento dei bacini di accumulazione tendono gradualmente a diminuire, l'offerta di potenza e di energia di regolazione può essere scarsa. Da ciò può risultare un aumento dei prezzi della potenza e dell'energia di regolazione se non addirittura, in casi estremi, l'impossibilità di garantire un approvvigionamento sufficiente. L'acquisto anticipato di potenza di regolazione è effettuato, tra le altre cose, per accrescere la sicurezza della pianificazione e garantire un quantitativo minimo per i mesi invernali, più critici. Pertanto, oltre alla strutturazione del prodotto, alla strategia d'acquisto e alla quantità, per l'analisi dei costi della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione sono determinanti i livelli di riempimento dei bacini di accumulazione e le opportunità sul mercato all'ingrosso.

## 1.2 Strategia generale d'acquisto e strutturazione del prodotto

Di norma Swissgrid acquista a breve termine la potenza di regolazione necessaria, vale a dire, a seconda del prodotto, nella settimana (ad eccezione dell'acquisto anticipato) o alcuni giorni prima della consegna. Da febbraio 2020 l'energia di regolazione terziaria è acquistata sul mercato integrato e, da ottobre 2020, anche dalla piattaforma TERRE. L'obiettivo del mercato integrato consiste, tra l'altro, nell'avvicinare i prezzi a quelli di altri mercati dell'energia a breve termine, semplificando la presentazione delle offerte e adattando il prodotto dell'energia di regolazione terziaria. In questo modo il prezzo dell'energia di regolazione terziaria può essere modificato fino a 30 minuti prima dell'attivazione e la durata dell'offerta è ridotta da quattro ore a una. Pertanto d'ora in poi si svolgono ogni giorno 24 aste. Questi adeguamenti permettono anche ad altri attori di partecipare a tale mercato.

Da luglio 2020 la potenza di regolazione primaria non viene più acquistata come prodotto giornaliero, bensì in blocchi da quattro ore ciascuno. Questi adeguamenti del prodotto mirano ad accrescere la liquidità, migliorando la sicurezza di approvvigionamento e riducendo i costi d'acquisto. La potenza di regolazione secondaria viene acquistata come prodotto settimanale. La potenza di regolazione terziaria viene acquistata sia come prodotto settimanale che giornaliero.

Swissgrid acquista le PSRS necessarie per la messa in riserva della potenza di regolazione sulla base degli articoli 20 capoverso 2 lettera b LAEI e 22 capoverso 1 OAEL attraverso una procedura orientata al mercato, trasparente e non discriminatoria (gare pubbliche). Se i fornitori delle prestazioni di servizio relative al sistema (FPSRS) non offrono la quantità richiesta nel quadro delle gare pubbliche, è prevista una seconda gara pubblica sia per i prodotti giornalieri che per quelli settimanali. Se la quantità necessaria non può essere acquistata nella seconda asta, si applica una procedura di attribuzione nel corso della quale, con una speciale e stretta collaborazione tra gli FPSRS, Swissgrid e la EICOM, viene esaminata la disponibilità di energia e di potenza di tutti i FPSRS, incluse l'energia e la potenza già

vendute o riservate. Questo allo scopo di acquistare le quantità mancanti. Nell'anno in esame, la quantità totale di tutti i prodotti ha sempre potuto essere acquistata tramite gare pubbliche.

Grazie alla cooperazione FCR, la regolazione primaria viene acquistata in modo efficiente; allo stesso tempo, la collaborazione internazionale riduce il rischio di congestioni nell'approvvigionamento FCR. La potenza di regolazione primaria viene remunerata secondo il principio «pay-as-cleared», gli altri prodotti di potenza di regolazione secondo il principio «pay-as-bid». Oltre alla remunerazione della potenza di regolazione messa in riserva, fatta eccezione per l'energia di regolazione primaria utilizzata viene remunerata anche l'energia di regolazione attivata. Fino a giugno 2022 la remunerazione dell'energia di regolazione secondaria era legata alla quotazione della borsa svizzera (SwissIX); in luglio questo principio è stato sostituito da una procedura orientata al mercato (PICASSO). Per l'energia di regolazione terziaria i fornitori presentano un'offerta separata, che può essere modificata fino a poco prima della consegna. Anche l'energia di regolazione terziaria viene remunerata secondo il principio «pay-as-bid». La potenza di regolazione e l'energia di regolazione sono offerte in pool. Ciò significa che il fornitore delle prestazioni di servizio relative al sistema può utilizzare per la loro fornitura le centrali elettriche ritenute ottimali. Nei seguenti capitoli sono descritti nel dettaglio i singoli prodotti.

### 1.3 Finanziamento della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione

I costi per l'acquisto della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione sono finanziati in modi diversi. I costi della potenza di regolazione (cfr. capitolo 2) sono direttamente inclusi nella tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema di Swissgrid. I costi dell'energia di regolazione (cfr. paragrafi 3.1.2 e 3.2.2) sono addebitati ai gruppi di bilancio (GB) come energia di compensazione (EC) acquistata. Vista la configurazione del meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione (MPEC), i proventi ottenuti da Swissgrid sono generalmente superiori ai costi dell'energia di regolazione che Swissgrid paga ai FPSRS. Pertanto la differenza tra i proventi dell'MPEC e i costi dell'energia di regolazione riduce di norma i costi su cui si basa la tariffa per le prestazioni di servizio relative al sistema (art. 22 cpv. 2 OAEI).

### 1.4 Panoramica generale del mercato nell'anno in rassegna

Il 2022 passerà alla storia dei mercati elettrici come un anno di crisi. Da un lato ha risentito della guerra in Ucraina e delle sue conseguenze politiche ed economiche. I prezzi dell'elettricità hanno seguito l'andamento dei prezzi di mercato del gas naturale, raggiungendo i massimi storici in agosto. La produzione di energia elettrica eccezionalmente bassa delle centrali nucleari francesi e i relativi problemi tecnici, difficilmente risolvibili, hanno dato adito a ulteriori preoccupazioni. Con una media di poco meno di 34 GW la capacità di produzione nel 2022 è stata di circa il 25 per cento inferiore alla media dei cinque anni precedenti. In questo contesto, l'indice dei prezzi spot SwissIX ha registrato una media annua di 281,65 euro/MWh, un valore notevolmente più alto (+145 %) rispetto a quello dell'anno precedente, pari a 115 euro/MWh.

Negli ultimi mesi dell'anno, le riserve di stoccaggio in Svizzera sono salite a un livello record, riconducibile all'impiego limitato delle centrali elettriche di stoccaggio. A fine novembre gli impianti di stoccaggio hanno raggiunto il livello più alto mai registrato in questo periodo dell'anno dall'inizio delle misurazioni, ossia 7 585 GWh. Fino alla fine dell'anno in rassegna gli impianti di stoccaggio sono rimasti a un livello massimo, attestandosi a 6 589 GWh il 31 dicembre 2022.

L'evoluzione dei costi sui mercati SDL è una conseguenza della crisi energetica in Europa ed è legata alla prospettiva di una penuria di energia elettrica in inverno, temuta durante tutti i mesi estivi e autunnali. L'aumento del livello dei prezzi e della volatilità sui mercati a termine ha avuto un impatto diretto sui costi di opportunità per l'approntamento di prodotti PSRS. Nel contempo, la gestione dei laghi di stoccaggio svizzeri, che contribuiscono in modo significativo alla stabilità del sistema, è stata al centro dei preparativi di una possibile crisi invernale. Si pensi ad esempio alla riserva di energia idroelettrica ordinata e all'acquisto anticipato di potenza di regolazione, notevolmente ampliato rispetto agli anni precedenti,

che ha interessato il periodo da ottobre 2022 a inizio giugno 2023 riferendosi a tutti i prodotti settimanali (PRS+, PRS-, PRT+ e PRT-). La riserva di energia idroelettrica di 400 GWh è stata acquistata alla fine di ottobre nel quadro di una gara pubblica unica, a un prezzo medio di 739,97 euro/MWh, per un costo totale di 296 milioni di euro.

## 2 Potenza di regolazione

Il presente capitolo illustra il volume d'acquisto e i costi della potenza di regolazione sulla base di singole osservazioni relative alla potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria. Sono inoltre rappresentati le cifre aggregate per il 2022 e lo sviluppo a lungo termine per il periodo 2010–2022. Le fonti dei dati per le cifre riportate in questo capitolo sono Swissgrid nonché FCR per gli ulteriori dati relativi alla potenza di regolazione primaria.

Il volume d'acquisto della potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria viene determinato sulla base di norme internazionali. Il volume d'acquisto della PRP è definito annualmente dalla Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E) e attribuito ai rispettivi Paesi. Inoltre la System Operation Guideline (SOG) dell'UE stabilisce, attraverso un metodo probabilistico, le modalità di determinazione del necessario volume della potenza di regolazione secondaria e terziaria:

- il disservizio dell'unità produttiva o di consumo più grande deve essere coperto;
- garanzia del 99 per cento del tempo di copertura attraverso la regolazione secondaria e/o terziaria;
- una riduzione del volume di riserva presuppone la stipula di accordi internazionali ausiliari.

Un ulteriore criterio stabilisce che il volume di riserva della potenza di regolazione terziaria deve essere pari perlomeno a quello della potenza di regolazione secondaria. Nel seguente paragrafo sono indicati i volumi in vigore, suddivisi per prodotto.

### 2.1 Volumi d'acquisto della potenza di regolazione 2022

Nell'anno in esame i volumi di riserva della potenza di regolazione sono stati adeguati leggermente sulla base della nuova valutazione annuale del fabbisogno. La potenza di regolazione primaria è stata ridotta di 3 MW, la potenza di regolazione secondaria aumentata di 34 MW (+15 MW PRS+, +19 MW PRS-) e la potenza di regolazione terziaria ridotta di 81 MW (-65 MW PRT+, -16 MW PRT-). I volumi effettivi della riserva possono essere ottimizzati in riferimento alla potenza di regolazione secondaria e terziaria. I volumi di riserva suddivisi per prodotto sono riportati nella Tabella 1 (valori annui medi) e illustrati nel dettaglio nei prossimi paragrafi.

A causa della situazione critica dell'inverno 2015/2016, nel 2016 per la prima volta Swissgrid aveva acquistato in anticipo potenza di regolazione, continuando poi a farlo con l'obiettivo di aumentare la sicurezza di pianificazione. Per le settimane del 2022 comprese fra la 10a e la 19a sono stati acquistati in anticipo, già nel settembre 2021, 265 MW di potenza di regolazione secondaria positiva e negativa nonché 175 MW di potenza di regolazione terziaria negativa.

Per aumentare la sicurezza della rete nella fase tesa dell'inverno 2022/2023, sono state apportate diverse modifiche all'acquisto anticipato di PSRS. L'acquisto di potenza di regolazione per il periodo compreso tra il 3 ottobre 2022 e il 4 giugno 2023 è stato effettuato nel quadro di cinque gare pubbliche scaglionate. È così stato possibile garantire la fornitura del 100 per cento della potenza di regolazione secondaria (PRS+/-) e del 50 per cento della potenza di regolazione terziaria (PRT +/-) nei mesi invernali più critici. Alla luce di questo cambiamento, per tenere conto della crescente importanza e della complessità dell'acquisto anticipato, nel presente rapporto sono stati introdotti diversi nuovi grafici.

La potenza di regolazione primaria e la potenza di regolazione secondaria e terziaria mancanti durante tutto l'anno hanno potuto essere garantite tramite gli acquisti regolari.

		2022	2021	Variazione	
PRP +/- (simmetrico)					
Fabbisogno	MW	64	67	-3	-4,5 %
Volume aggiudicato	MW	64	67	-3	-4,5 %
PRS +					
Fabbisogno	MW	400	400	-	-
Volume aggiudicato	MW	400	391	+8	+2,3 %
PRS-					
Fabbisogno	MW	400	400	-	-
Volume aggiudicato	MW	399	398	+1	+0,25 %
PRT +					
Fabbisogno	MW	504	545	-41	-7,5 %
Volume aggiudicato asta settimanale	MW	410	442	-32	-7,2 %
Volume aggiudicato asta giornaliera	MW	96	101	-5	-5,0 %
PRT -					
Fabbisogno	MW	514	524	-10	-1,9 %
Volume aggiudicato asta settimanale	MW	464	445	+19	+4,3 %
Volume aggiudicato asta giornaliera	MW	52	59	-7	-11,9 %

Tabella 1: valori annui medi della potenza di regolazione in riserva

Per tutti i prodotti e in relazione a tutte le aste dell'anno 2022 è stato possibile coprire il fabbisogno totale.

## 2.2 Potenza di regolazione primaria

La Svizzera acquista la potenza di regolazione primaria (PRP) a livello internazionale attraverso la cooperazione FCR. In questo modo si riducono i costi d'acquisto nell'intera area sincrona europea di 50 hertz e allo stesso tempo si creano incentivi coordinati e condizioni tecniche unitarie per l'ingresso sul mercato di nuovi offerenti di energia di regolazione e nuove tecnologie. La partecipazione dei singoli Paesi è facoltativa. Attualmente i Paesi partecipanti sono otto (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL). Il lancio del TSO ceco ČEPS era previsto per inizio marzo 2023; si sta ora valutando la possibilità di estenderlo ad altri Paesi che inizialmente potrebbero aderire come osservatori.

Dal 2019 nell'ambito della cooperazione PRP si svolgono aste D-2 giornaliere; inoltre vengono regolarmente discusse e introdotte nuove modifiche, con l'obiettivo, tra le altre cose, di eliminare le barriere tecniche e regolatorie all'accesso al mercato e migliorare l'accessibilità e l'attrattiva dello stesso. La figura 2 presenta i volumi della potenza di regolazione primaria rilevanti per la Svizzera. La superficie grigia corrisponde ai volumi mensili medi offerti da fornitori svizzeri, mentre le barre blu rappresentano il fabbisogno elvetico, pari a 64 MW.

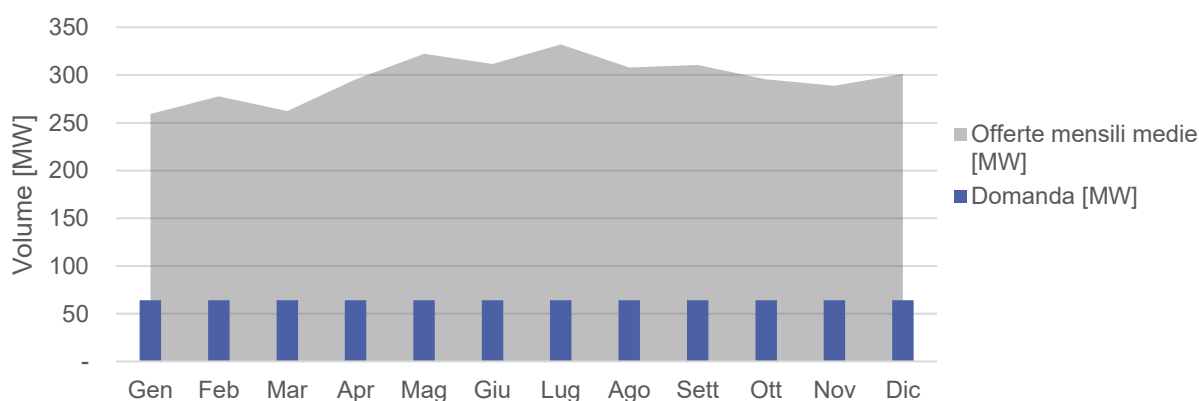


Figura 2: volumi di PRP per mese.



Nel 2022 i costi totali per l'acquisto di potenza di regolazione primaria, riportati nella figura 3 e suddivisi per mese, si sono attestati a 13,6 milioni di franchi. Il significativo aumento dei costi a partire dal 2021 è chiaramente osservabile fino all'agosto 2022. Dall'agosto 2022 si è nuovamente osservata una tendenza al ribasso; i costi mensili più bassi del 2022 sono stati registrati in novembre (436 119 franchi).

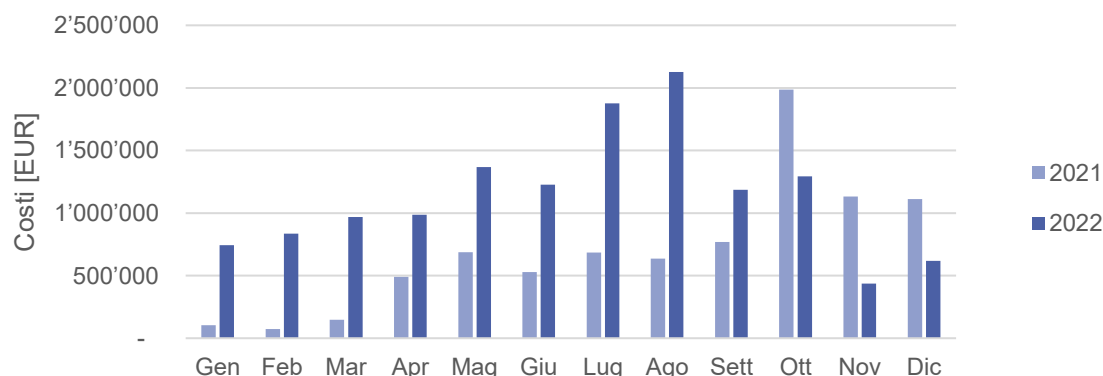


Figura 3: costi della RRP per mese

Vista la loro dipendenza dal mercato all'ingrosso, i costi della riserva di potenza hanno nuovamente raggiunto un livello estremamente elevato nel 2022. Il forte aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso, manifestatosi dalla seconda metà del 2021, e i relativi costi di opportunità hanno avuto un impatto massiccio sui prezzi di acquisto della PRP. L'influenza dei prezzi di mercato è chiaramente riconoscibile anche per tutti gli altri prodotti della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione. Il prezzo spot, cresciuto in media del +145 per cento (cfr. n. 1.4), è quindi aumentato in misura minore rispetto al prezzo della PRP. Il prezzo medio della PRP sull'arco di tutto l'anno è di 25,23 franchi/MWh, un valore 2,6 volte superiore al prezzo annuo medio del 2021, pari a 9,63 franchi/MWh.

L'aumento dei costi è stato osservato su tutti i mercati europei e, in questo caso specifico, non si è potuto impedirlo nemmeno con la strategia di acquisto internazionale e il meccanismo di compensazione pay-as-cleared. Sono stati osservati costi elevati in particolare fino ad agosto 2022 (figura 3); da settembre a dicembre i prezzi sono invece diminuiti. Nel novembre 2022 i costi si sono attestati a un valore minimo di 436 119 franchi, mai più registrato dal marzo 2021. Nel dicembre 2022 si è assistito a un lieve aumento a 617 422 franchi.

### 2.3 Potenza di regolazione secondaria

In Svizzera la precedente modalità d'acquisto della potenza di regolazione secondaria (PRS) come prodotto simmetrico da luglio 2018 è stata sostituita dall'acquisto asimmetrico. Da allora la PRS è suddivisa in negativa (PRS-) e positiva (PRS+).

Per le settimane comprese tra la 10a e la 19a l'acquisto anticipato è stato effettuato a settembre dell'anno precedente, mentre per l'inverno 2022/2023 è avvenuto già a ottobre (40a settimana), come emerge dalla Figura 4(b) e dalla figura 6(b). I volumi restanti vengono regolarmente acquistati nella settimana precedente le aste settimanali.

A seconda dei prezzi d'attualità in un determinato momento, i volumi d'acquisto della potenza di regolazione secondaria possono essere ottimizzati con riferimento a quelli della potenza di regolazione terziaria, con l'obiettivo di ridurre i costi. Ciò può avvenire sia in direzione positiva (PRS+ ↔ PRT+) che in direzione negativa (PRS- ↔ PRT-). Nell'anno in rassegna è stata osservata una leggera oscillazione nell'acquisto di prodotti negativi, soprattutto nel secondo semestre. In particolare in vista dei risparmi energetici si presenta una sfida: l'approntamento della potenza di regolazione negativa tramite centrali idroelettriche significa che, durante l'intera durata di fornitura dei prodotti, le unità produttive oggetto di contratto devono mantenere una produzione nominale, anche nei periodi in cui non produrrebbero nulla (ad es. periodi off-peak).

In base al nuovo calcolo annuale, a partire da metà maggio Swissgrid ha acquistato un totale di 34 MW in più di riserva di regolazione secondaria (PRS+ 406 MW, PRS- 399 MW). Il volume di acquisto della potenza di regolazione terziaria ha invece potuto essere ridotto di 81 MW, come si evince dal prossimo paragrafo.

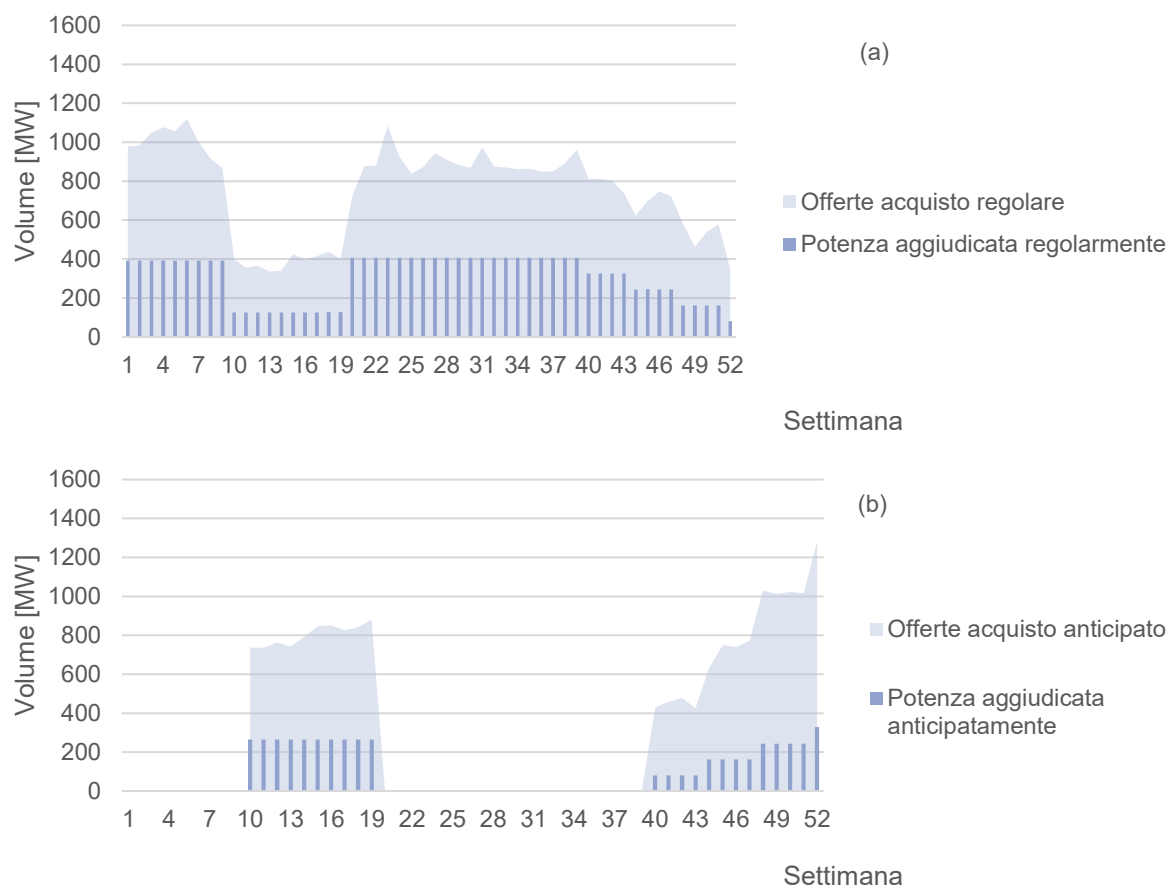


Figura 4: volumi della PRS positiva per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 10a e la 19a settimana dell'anno è avvenuto nel mese di settembre dell'anno precedente, mentre quello per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana si è svolto in modo scaglionato da agosto a novembre 2022.

L'andamento dei costi della potenza di regolazione secondaria positiva è soggetto a dinamiche simili, come già illustrato nel paragrafo precedente in merito alla PRP. L'aumento dei prezzi del mercato all'ingrosso nel 2022, in particolare nei mesi estivi, si è ripercosso anche sui costi della PRS. Come si evince dalla Figura 5, i costi sono aumentati da agosto 2022 (settimana 30), con un ulteriore forte rialzo da settembre 2022. I costi di acquisto globali della PRS+ erano pari a i 95,7 milioni di franchi.

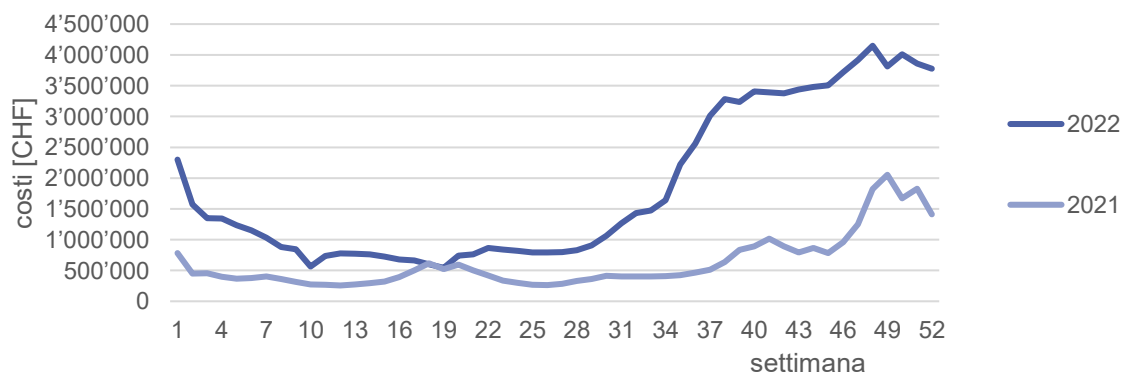


Figura 5: volumi della PRS positiva per settimana



Figura 6: volumi della PRS negativa per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 10a e la 19a settimana dell'anno è avvenuto nel mese di settembre dell'anno precedente, mentre quello per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana si è svolto in modo scaglionato da agosto a novembre 2022.

Nell'anno in esame i costi della PRS- sono aumentati in modo massiccio, raggiungendo i 202,5 milioni di franchi (anno precedente: 56,2 milioni di franchi). La figura 7 riporta i costi; il confronto con i valori degli anni precedenti mostra i costi supplementari registrati nella seconda parte del 2022, in particolare dal mese di agosto.

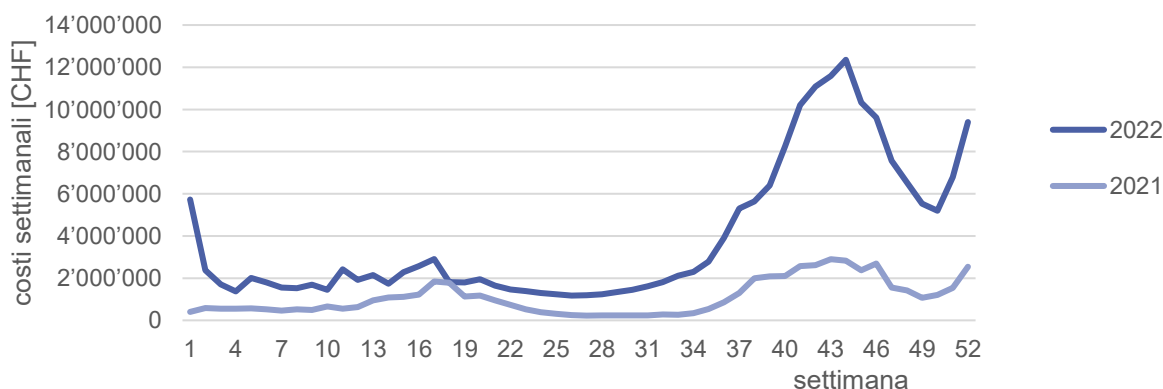


Figura 7: volumi della PRS negativa per settimana

Rispetto alla PRS+, l'aumento dei costi in direzione negativa è ancora più pronunciato. L'andamento dell'anno nella figura 7 mostra che il valore massimo viene raggiunto alla fine di ottobre, con una successiva inversione di tendenza. Verso la fine dell'anno, i prodotti con fornitura in direzione negativa sono solitamente caratterizzati da effetti straordinari legati al periodo natalizio. Nei mesi da agosto a novembre sono state adottate misure in vista dell'approvvigionamento invernale (acquisto di una riserva idroelettrica il 25.10.2022 e acquisto anticipato), che nell'anno in rassegna hanno influito per la prima volta e in modo particolarmente incisivo sulla gestione dei volumi dell'acqua di stoccaggio. Ciò è confermato da un aumento più marcato dei prodotti settimanali in direzione negativa rispetto a quelli in direzione positiva. Ciò che a breve termine causa un aumento dei costi d'acquisto si rifletterà teoricamente in una maggiore attrattiva di questi mercati a lungo termine, soprattutto se il segnale di prezzo si stabilizzerà a un livello altrettanto elevato sul lungo periodo.

## 2.4 Potenza di regolazione terziaria

In Svizzera la potenza di regolazione terziaria (PRT) viene acquistata a livello nazionale sotto forma di PRT+ e PRT-, con prodotti settimanali e giornalieri. Nell'anno in rassegna i volumi tratti in riserva della potenza di regolazione terziaria sono stati adeguati alle nuove disposizioni internazionali. La riserva di potenza di regolazione terziaria positiva è stata aumentata di 65 MW, quella negativa ridotta di 16 MW (PRT+ 480 MW, PRT-, 508 MW). I valori annui medi sono riportati nel paragrafo 2.1 e nella Tabella 1.

Nella figura 8 sono raffigurati i volumi offerti e assegnati del prodotto settimanale, suddivisi in acquisto regolare (a) e acquisto anticipato (b). Nella figura 9 i volumi giornalieri assegnati (media giornaliera dei blocchi da 4 ore) sono aggiunti ai volumi settimanali; ne risulta, da metà maggio, un fabbisogno complessivo di 480 MW.

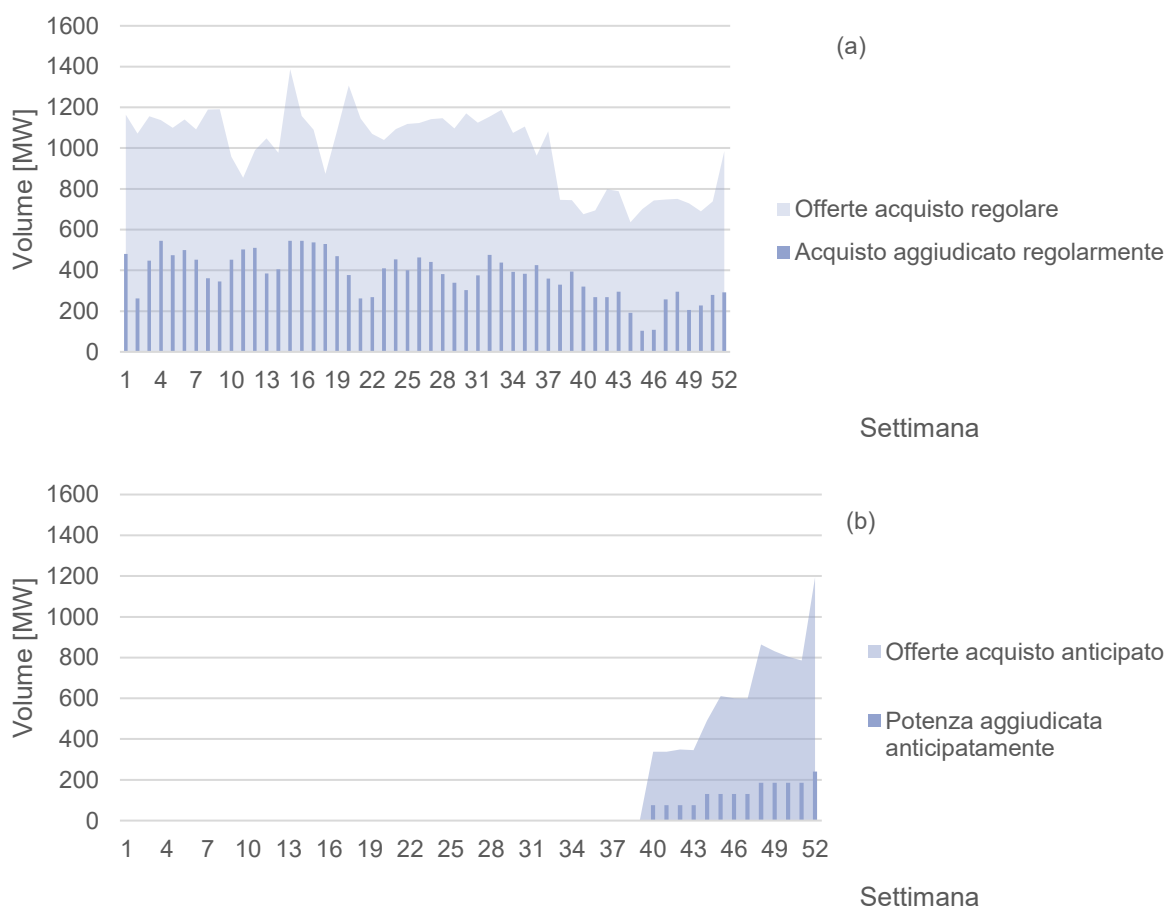


Figura 8: volumi della PRT + prodotto settimanale. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana è avvenuto in maniera scaglionata da agosto a novembre 2022.

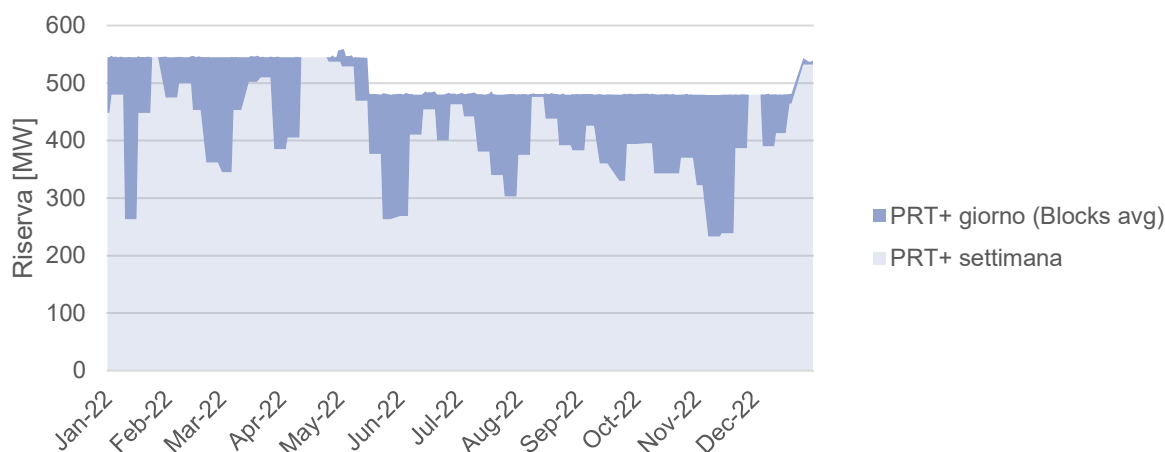


Figura 9: volumi PRT+ sommati, per prodotto settimanale (incl. l'acquisto anticipato) e prodotto giornaliero

Fino a maggio compreso, nel 2021 si registravano costi contenuti; nello stesso periodo del 2022 essi erano invece più elevati. Successivamente le due curve convergono, con una tendenza analoga fino alla fine dell'anno (figura 10); in questo periodo esplicano però il proprio effetto anche la già citata riduzione della domanda dei volumi (-65 MW ovvero -12 %) e la strategia di acquisto flessibile (acquisto anticipato, prodotti settimanali e giornalieri). Quest'ultimo aspetto è illustrato nelle figure 11-12.

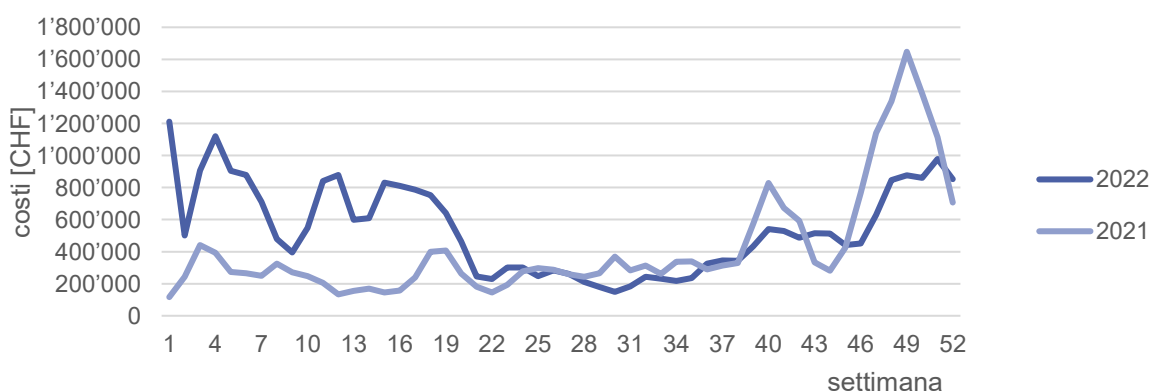


Figura 10: costi della PRT+ prodotto settimanale

La figura 11 riporta i volumi offerti e aggiudicati per il prodotto settimanale PRT-. Anche in questo caso l'acquisto anticipato per la primavera è avvenuto a settembre dell'anno precedente, mentre quello per l'inverno 2022/2023 è stato avviato a ottobre (settimana 40).

Il volume totale di PRT- acquistato, rappresentato nella figura 12, risulta dalla somma dei volumi acquistati giornalmente e settimanalmente. A seconda dei rapporti di prezzo del momento, i volumi d'acquisto tra PRS e PRT possono variare. Ciò si è verificato ad esempio nelle settimane 13 e 17, come dimostra un confronto incrociato tra la figura 6 (maggiori quantità di PRS nelle settimane citate) e la figura 12 (quantità di PRT contestualmente inferiori).

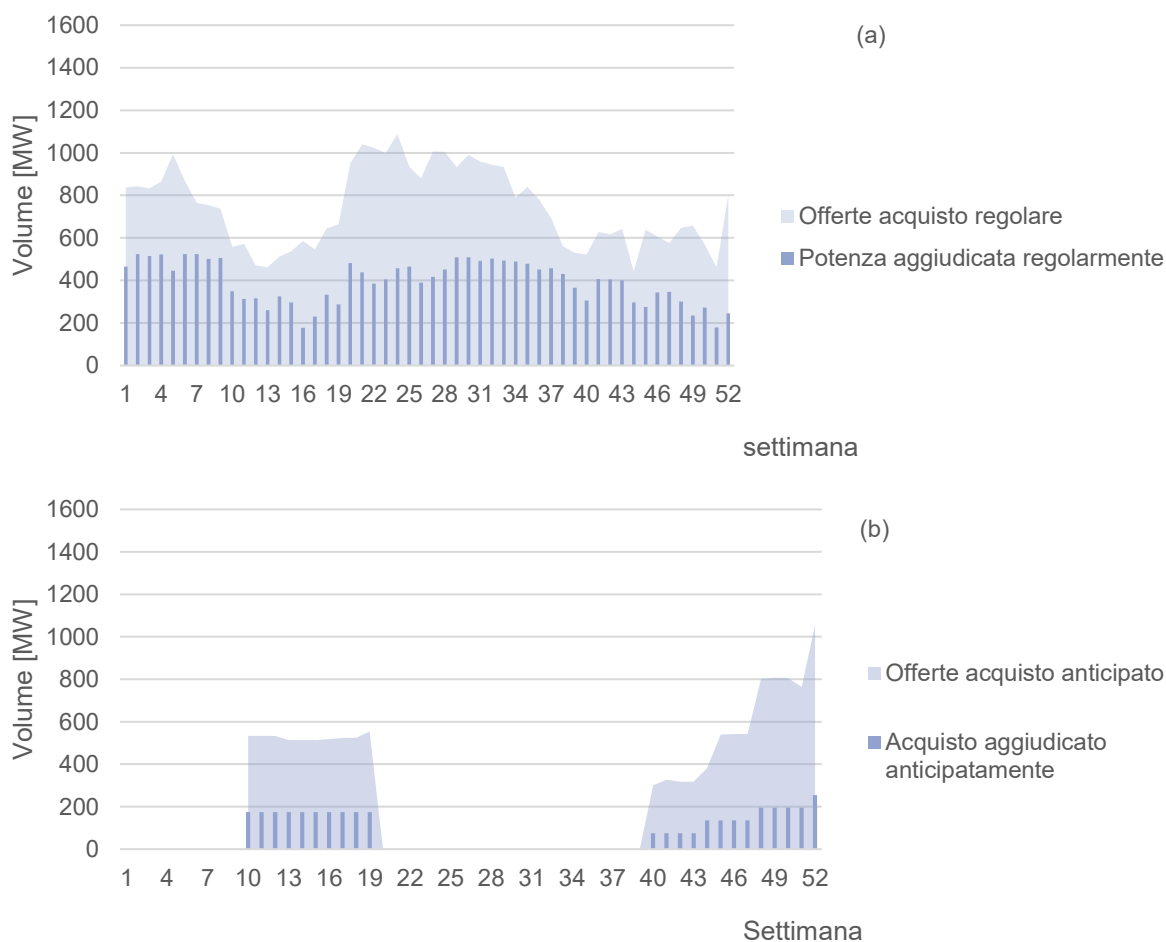


Figura 11: volumi della PRT negativa per settimana. Il grafico (a) mostra l'acquisto regolare, mentre il grafico (b) riporta l'acquisto anticipato. L'acquisto anticipato per il periodo compreso tra la 40a e la 52a settimana è avvenuto in maniera scaglionata da agosto a novembre 2022.

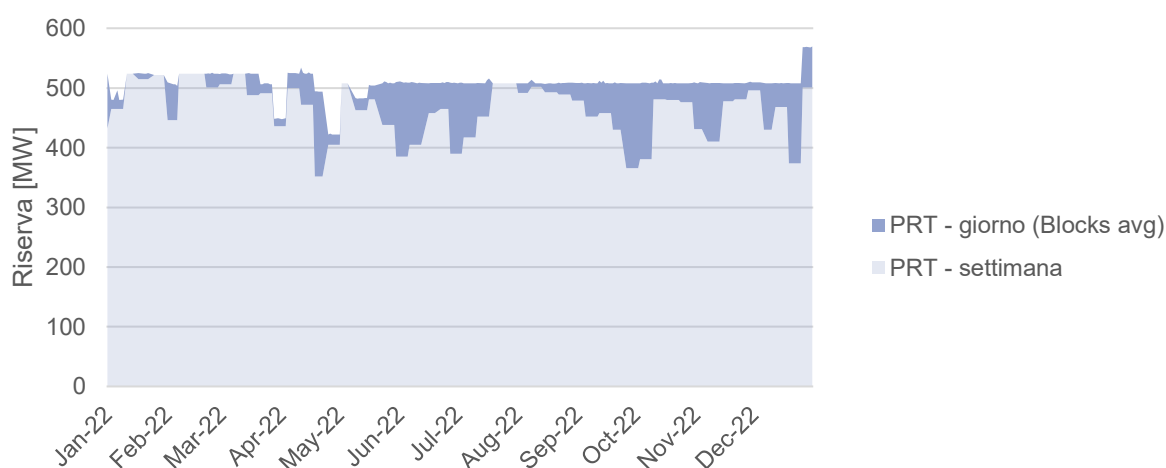


Figura 12: volumi della PRT- sommati, per prodotto settimanale (incl. l'acquisto anticipato) e prodotto giornaliero

Gli effetti sui costi illustrati nella figura 13 sono dovuti a meccanismi analoghi, descritti nel paragrafo precedente concernente il mercato della PRS-. La gestione delle riserve di stoccaggio in relazione

alle misure adottate per il periodo invernale ha continuato a ripercuotersi sui costi nella seconda metà del 2022.

Nell'anno in esame è nuovamente aumentata anche l'attrattiva dei mercati PRT, sia in direzione positiva che negativa. Soprattutto se i segnali di prezzo si mantengono a livelli elevati, nei prossimi anni vi è da attendersi un aumento degli attori di mercato e/o dei volumi offerti.

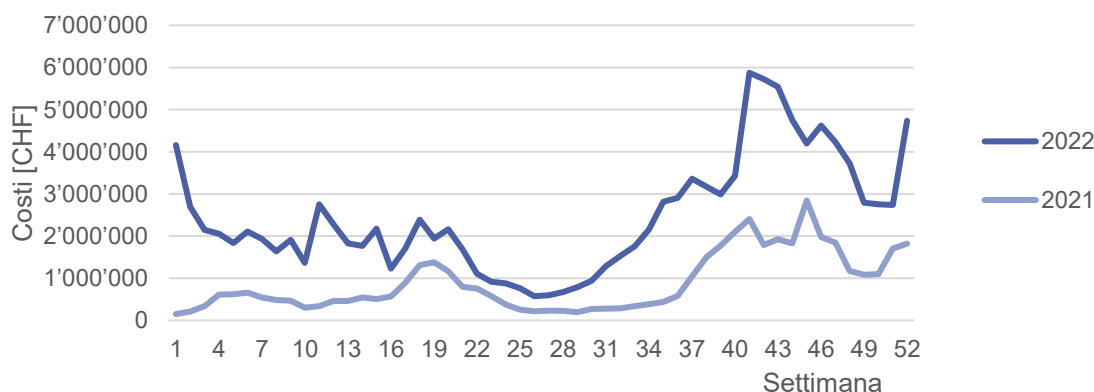


Figura 13: costi della PRT- prodotto settimanale

## 2.5 Evoluzione dei costi della potenza di regolazione dal 2009 al 2022

Nel 2020 i costi per la riserva di potenza di regolazione sono scesi a un minimo di 49,4 milioni di franchi, mentre nel 2022 gli stessi ammontavano a 497,7 milioni (valore quasi dieci volte superiore). I costi dell'acquisto anticipato, influenzati dall'introduzione di una proroga sostanziale dei tempi e dei volumi di riserva, sono aumentati a 115 milioni di franchi (v. barra arancione nella figura 14). A riguardo si sono rivelati determinanti i costi dell'acquisto anticipato per il semestre invernale 2022/23. I costi dell'acquisto anticipato per la primavera 2022 ammontavano a 16,9 milioni di franchi, ossia a valori analoghi a quelli dell'anno precedente (media 2016-2021: 17 mio. di franchi). Come illustrato dettagliatamente nei paragrafi precedenti per i singoli prodotti, l'aumento degli acquisti regolari è dovuto soprattutto all'aumento generale dei prezzi sul mercato all'ingrosso. Il rilassamento del mercato delineatosi da dicembre 2022 si è ripercosso anche sui mercati SDL, inducendo una tendenza al ribasso del livello dei prezzi, soprattutto per i prodotti in direzione negativa (PRS- e PRT-).

L'andamento dei costi globali dal 2009 è illustrato nella Figura 14, che riporta anche i costi dell'acquisto regolare (blu) e di quello anticipato (in arancione, dall'introduzione nel 2016).

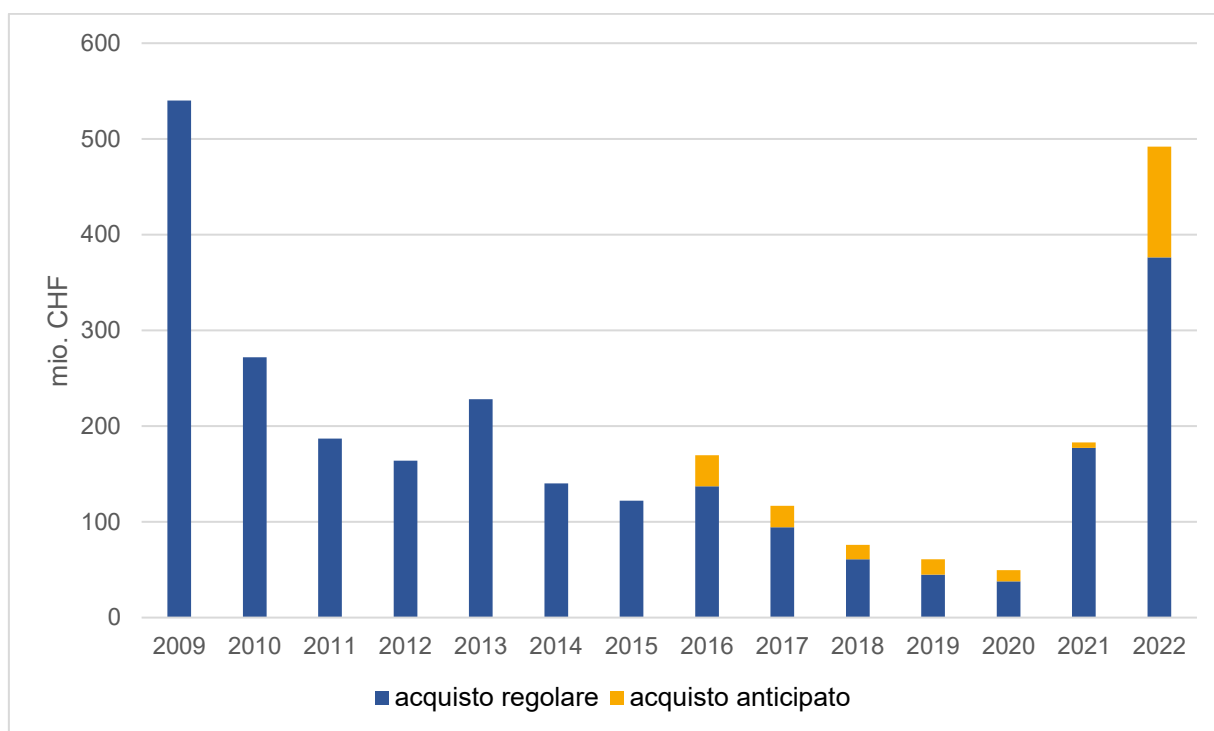


Figura 14: risultati dei singoli anni a partire dal 2009

Quasi il 70 per cento dei costi annuali del 2022 concerne la seconda metà dell'anno. Con 91 milioni di franchi il mese di ottobre è stato segnato dal valore mensile più alto da quando, nel 2009, è stato introdotto il mercato SDL, mentre in novembre si è registrato il terzo valore mensile più alto (82,2 milioni).

L'andamento dei costi è una conseguenza della crisi energetica in Europa ed è legato all'attesa penuria di energia nell'inverno 2022/2023. Nel contempo la gestione dei laghi di stoccaggio svizzeri, che nella zona di regolazione elvetica gioca un ruolo chiave, è stata al centro delle misure intese a contrastare un'eventuale crisi invernale. Tra queste si annoverano l'approntamento di una riserva idroelettrica e l'acquisto anticipato di potenza di regolazione, notevolmente ampliato rispetto agli anni precedenti. L'acquisto si riferisce a tutti i prodotti settimanali (PRS+, PRS-, PRT+ e PRT-), mentre la riserva di energia idroelettrica è stata acquistata nel quadro di un'unica gara pubblica a fine ottobre 2022. In totale, è stato acquistato un volume di energia pari a 400 GWh a un prezzo medio di 739,97 euro/MWh (costi totali di 296 milioni di euro).

A parte gli eventi a breve termine che possono influenzare i singoli risultati annuali (ad esempio la situazione tesa nell'inverno e nella primavera primavera del 2013 e del 2016), il 2022 passerà alla storia dei mercati elettrici come un anno di crisi. La figura 15 e la Figura 16 riportano la ripartizione dei costi complessivi tra i diversi prodotti della potenza di regolazione. I costi dell'acquisto anticipato sono direttamente inclusi nei valori PRS e PRT.



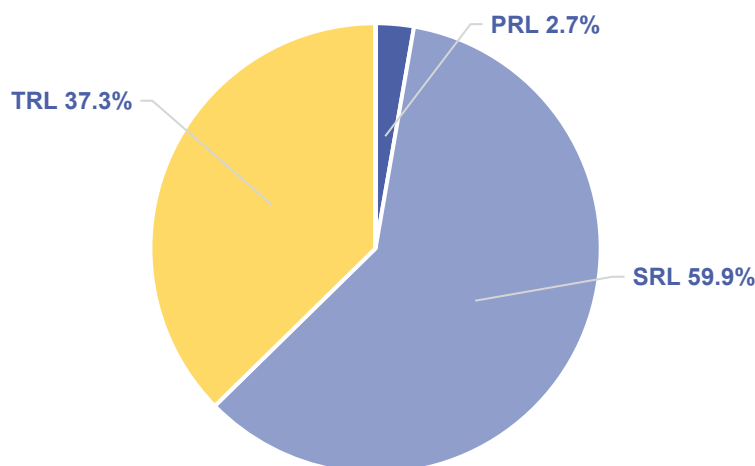


Figura 15: suddivisione dei costi per il 2022 in PRP, PRS e PRT.

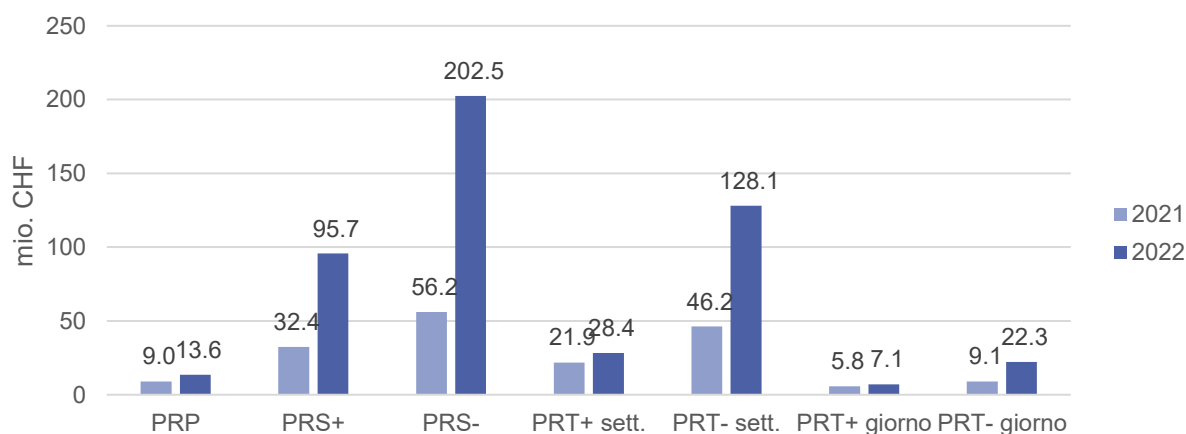


Figura 16: suddivisione dei costi per il 2021 e il 2022 in singoli prodotti.

Un raffronto dei costi totali dei singoli prodotti può essere effettuato soltanto analizzando i volumi, poiché le quantità acquistate variano da un prodotto all'altro. Per confrontare i costi della potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria, conviene ricorrere a un raffronto dei costi per MW (figura 17). Per i prodotti giornalieri della potenza di regolazione terziaria, la media annua è stata calcolata sulla base dei blocchi di fornitura di 4 ore. Ciò consente un raffronto diretto dei costi nell'unità selezionata (franchi per MW).

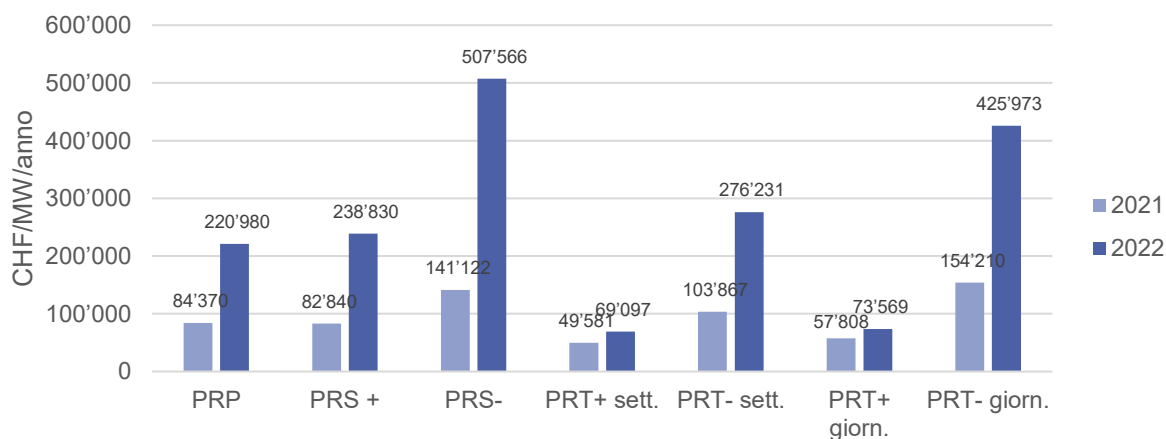


Figura 17: costi per MW dei prodotti di potenza di regolazione 2021 e 2022.

Con circa 507 500 franchi per MW, il prodotto giornaliero della potenza di regolazione secondaria negativa è il più costoso. Segue la potenza di regolazione terziaria negativa (prodotti giornalieri e settimanali). Per i prodotti di regolazione terziaria – come per la potenza di regolazione secondaria – si osserva una netta differenza tra la potenza di regolazione positiva e quella negativa. I prodotti in direzione negativa sono risultati essere i più costosi nel 2022, analogamente al 2021. Un'analisi al netto degli effetti dei volumi di vendita mostra che la potenza di regolazione terziaria positiva è il prodotto più conveniente, seguito dalla regolazione primaria.

Mentre nella regolazione primaria l'energia non viene remunerata, nella regolazione secondaria e terziaria vengono presentate delle offerte, poi richieste separatamente. Va prestata particolare attenzione alla regolazione secondaria, dove nell'anno in rassegna vi è stato il passaggio al sistema PICASSO e dove, nel quadro di una procedura orientata al mercato, a partire da giugno 2022 possono essere richieste anche offerte separate per l'energia. Nel capitolo seguente sono presentate le analisi dei prezzi dell'energia di regolazione nel 2022, compresa l'evoluzione a lungo termine.

### 3 Energia di regolazione

Nel presente capitolo sono descritti i volumi richiesti e i costi dell'energia di regolazione per il 2022. L'evoluzione dei volumi e dei costi è confrontato con i risultati dell'anno precedente (2021) e con i volumi e i costi a lungo termine dal 2014. Fonte dei dati presentati in questo capitolo: Swissgrid e IGCC per ulteriori dati sull'Imbalance Netting.

Con l'introduzione delle piattaforme PICASSO e MARI sono stati apportati ulteriori adeguamenti al disegno di mercato applicato per stabilizzare la zona di regolazione svizzera. Nel caso dell'energia di regolazione secondaria, da giugno 2022 la remunerazione dell'energia basata sulle offerte sostituisce la precedente remunerazione indicizzata. Come nel caso dell'energia di regolazione terziaria, questa modifica consente ai FPSRS di presentare, anche per la regolazione secondaria, offerte sia per l'energia di regolazione positiva che per quella negativa, che in particolare non sono più legate alla riserva di potenza di regolazione. La quantità minima offerta è di +/- 5 MW e il tempo di fornitura è di 15 minuti. Il sistema PICASSO è il design target per l'energia di regolazione secondaria (aFRR) in tutta Europa ([PICASSO \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)). La Svizzera dispone dei presupposti tecnici per la partecipazione alla piattaforma centrale dell'UE; tale partecipazione dipende tuttavia dalle procedure in corso e non è garantita finché l'esito delle stesse non consentirà un'effettiva partecipazione o finché non si sarà instaurata una cooperazione formale con l'UE, ad esempio nel quadro di un accordo sull'energia elettrica. Tale constatazione non vale solo per la piattaforma PICASSO, ma anche per tutte le piattaforme di bilanciamento.

Picasso è un sistema orientato al mercato in cui, oltre ai volumi di energia (PRS) associati alla riserva di potenza di regolazione, possono altresì essere presentate offerte libere aggiuntive. In particolare la possibilità di offrire anche tempi di fornitura brevi (15 minuti anziché una settimana, come sinora) significa che viene eliminata un'importante barriera di accesso al mercato SRE. Le ripercussioni di questo passaggio al mercato SRE e ai mercati limitrofi, come PRS o ERT/PRT, si manifesteranno probabilmente in modo più marcato nel prossimo futuro. La ElCom sta attualmente esaminando i risultati del mercato SRE con riferimento al livello dei prezzi e ai volumi realizzati dall'introduzione di PICASSO. Una sfida è rappresentata dal fatto che gli effetti devono essere considerati al netto di altri fattori che hanno influito sull'eccezionale anno 2022.

Anche la piattaforma MARI (regolazione terziaria veloce, mFRR), introdotta nell'agosto 2022, consente la messa a disposizione di prodotti puramente energetici (SRE) con una durata di fornitura di 15 minuti. Questa piattaforma offre un'ulteriore opportunità di commercializzazione per i prodotti dell'energia di regolazione, in aggiunta agli attuali prodotti di energia di regolazione terziari, che non sono stati sostituiti.

#### 3.1 Anno 2022

##### 3.1.1 Energia di regolazione richiesta

Nell'anno in esame sono stati richiesti circa 361 gigawattora (2021: 341 GWh) di energia di regolazione secondaria (positiva e negativa) e circa 492 gigawattora (2021: 493 GWh) di energia di regolazione terziaria (positiva e negativa). La Figura 18 riporta la distribuzione delle richieste mese per mese. Nell'agosto 2022 è stato raggiunto il valore massimo delle richieste in direzione positiva (ERS+ e ERT+), pari a 25 GWh. In aprile e dicembre sono state richiesti mensilmente più di 30 GWh di energia di regolazione terziaria negativa.

		2022	2021	Variazione
<b>ERS +</b>				
quantità richiesta	GWh	203	192	+5,8 %
<b>ERS -</b>				
quantità richiesta	GWh	158	149	+5,6 %
<b>ERT+</b>				
quantità richiesta	GWh	231	292	-21 %
<b>ERT-</b>				
quantità richiesta	GWh	261	201	+30 %

Tabella 2: energia di regolazione richiesta nel 2022

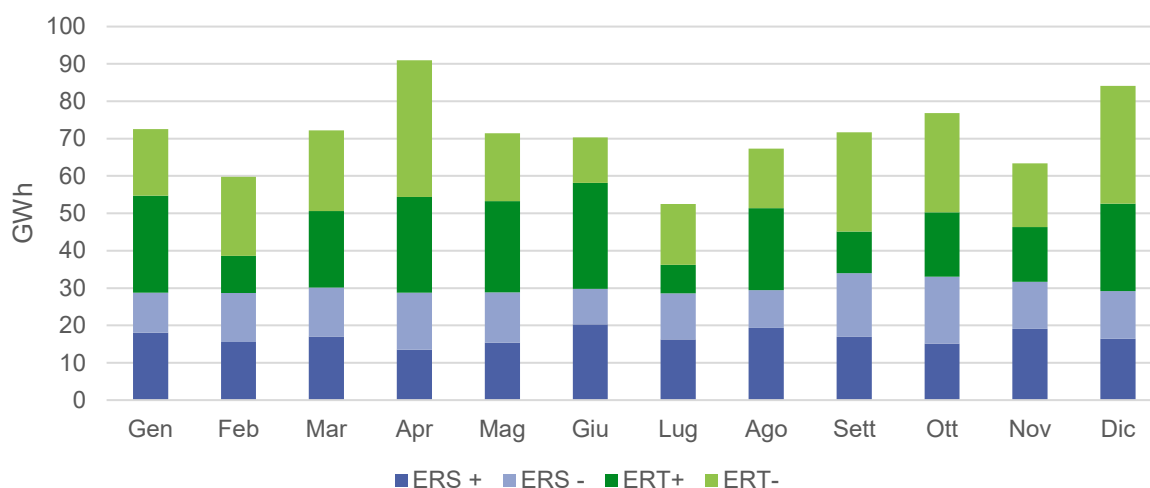


Figura 18: quantità di ERS e ERT per prodotto nel 2022

### 3.1.2 Costi dell'energia di regolazione

Nell'anno in rassegna, i costi totali dell'energia di regolazione si sono attestati a 107,1 milioni di euro, di cui 66,9 per l'energia di regolazione secondaria e 40,2 per quella terziaria. Il forte aumento dei costi osservato nei mesi estivi soprattutto per i prodotti in direzione positiva, che emerge chiaramente dalla figura 19, è riconducibile all'aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso e ai relativi costi di opportunità. La seguente tabella mostra un aumento superiore alla media dei costi ERS+ (più 190 % rispetto all'anno precedente). Si è verificata anche un'espansione in direzione negativa, benché in misura minore (-79 %), con entrate aggiuntive per ERS+, pari a 21,9 milioni di euro, rispetto ai 12,2 milioni di euro dell'anno precedente.

		2022	2021	Variazione
<b>ERS +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	88,7	30,6	+190 %
<b>ERS -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	-21,9	-12,2	-79 %
<b>ERT+</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	62,7	41,2	+52 %
<b>ERT-</b>				
Costi dell'energia di regolazione	mio. euro	-22,5	-15,7	-44 %

Tabella 3: costi assoluti dell'energia di regolazione nel 2022

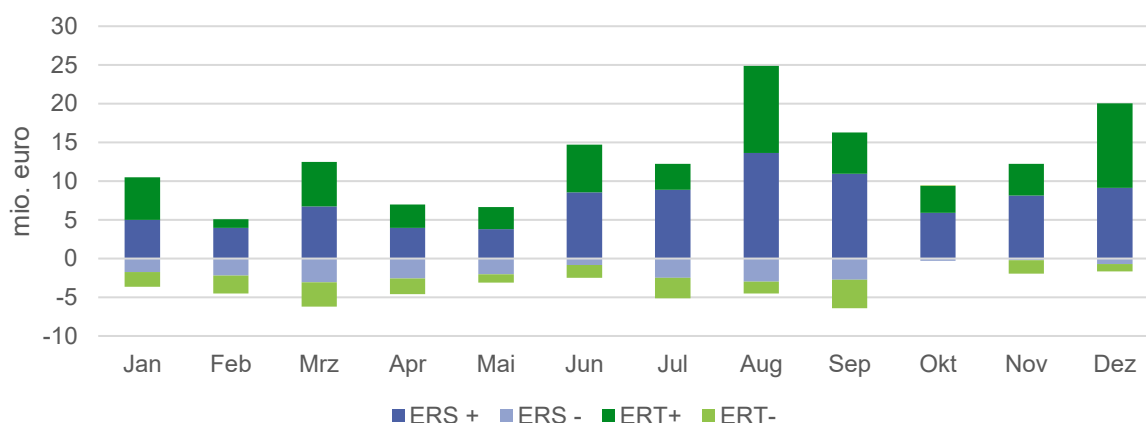


Figura 19: costi ERS ed ERT per prodotto nel 2022

### 3.1.3 Imbalance Netting Plattform (in passato: International Grid Control Cooperation)

Dal 2012 Swissgrid fa parte dell'International Grid Control Cooperation (IGCC), organismo rinominato nel 2021 in piattaforma IN (Imbalance Netting). Nell'anno in rassegna vi ha aderito anche l'operatore serbo TSO EMS. Attualmente alla piattaforma partecipano 25 Paesi e 28 gestori di reti di trasporto.

La cooperazione garantisce che i membri non debbano attivare una parte significativa dell'energia di regolazione, annullando le contemporanee attivazioni in direzione opposta. Se ad esempio il Paese A ha un fabbisogno positivo di 100 MW e il Paese B un fabbisogno negativo di -100 MW, il fatto che non venga effettuata l'attivazione gioverà a entrambi i Paesi.

Grazie alla collaborazione internazionale in seno all'IGCC, nel 2022 nella sola Svizzera sono stati risparmiati 420,36 GWh, per una somma di 27,34 milioni di euro. Il prezzo medio si attesta quindi a 65,0 euro MWh. L'eventuale esclusione da questa cooperazione significherebbe per la Svizzera dover coprire queste quantità con prodotti di energia di regolazione propri, e di conseguenza, dover utilizzare le proprie riserve. Viceversa, gli altri membri della cooperazione dovrebbero compensare i propri squilibri senza poter contare sulle riserve elvetiche, il che implicherebbe in generale un netto calo dell'efficienza e della sicurezza nell'esercizio della rete e un aumento dei costi a carico dei consumatori finali in tutti i Paesi partecipanti. I valori mensili rilevanti per la Svizzera sono riportati nella Figura 20.

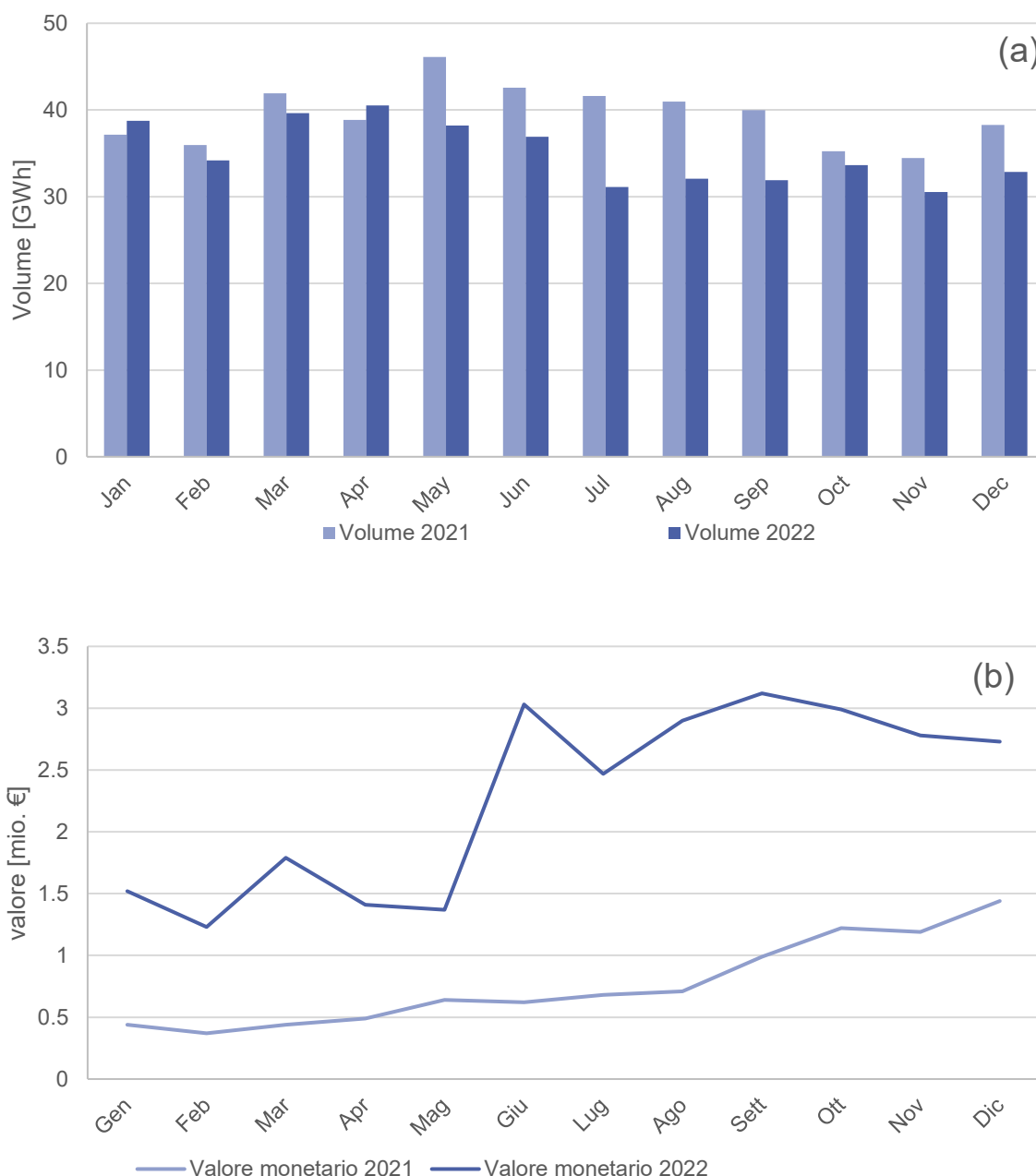


Figura 20: volumi (a) e valore monetario (b) dei «Netted imbalances» nel 2022 e nel 2021<sup>1</sup>

### 3.2 Andamento a lungo termine dal 2014

#### 3.2.1 Energia di regolazione richiesta

La figura 21 riporta l'evoluzione complessiva dell'energia di regolazione secondaria e terziaria richiesta tra il 2015 e il 2022. Dal 2019 al 2021 è stato osservato un aumento dei volumi. Nel 2022, il valore complessivo si è attestato 853 GWh, ovvero all'incirca allo stesso livello dell'anno precedente (834 GWh).

<sup>1</sup> Fonte: Rapporto IGCC sul benessere sociale

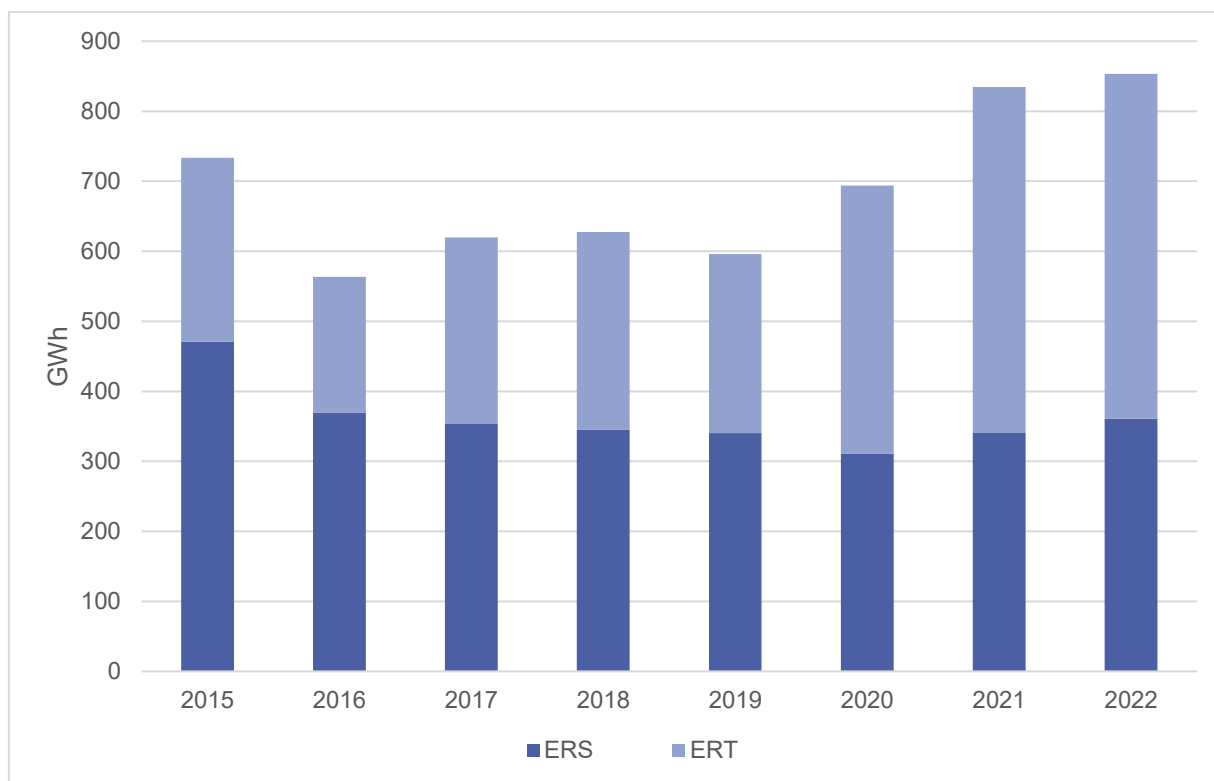


Figura 21: volume di ERS ed ERT dal 2015 al 2022

La suddivisione per singoli prodotti è illustrata nella tabella 2 (sopra), una panoramica a lungo termine è riportata nella figura 22 (qui di seguito). Ne risulta che la domanda di ERS+ ed ERS- nell'anno 2022 è paragonabile ai valori storici. Inoltre la tendenza all'aumento della domanda di ERT+ si è arrestata; nel 2022 è infatti stata richiesta meno ERT+ (-21 %) ma più ERT- (+30 %).

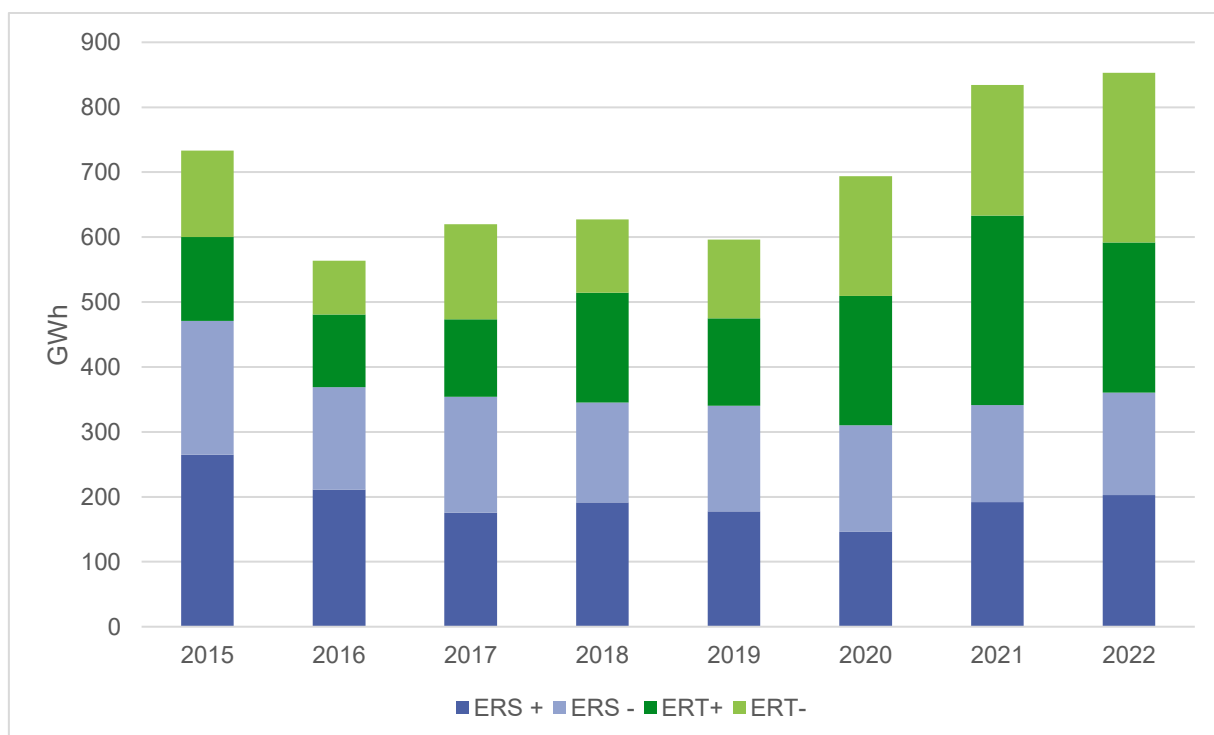


Figura 22: volume di energia di regolazione per prodotto dal 2015 al 2022

### 3.2.2 Costi dell'energia di regolazione

La figura 23 mostra una panoramica dei costi netti dell'energia di regolazione tra il 2015 e il 2022. L'aumento esponenziale del 2022 è un dato del tutto eccezionale. Sia l'energia di regolazione terziaria che quella secondaria hanno generato costi notevolmente più elevati, mai registrati in passato. A titolo di confronto: nel mese di agosto 2022 sono stati registrati costi pari a 20,3 milioni di euro, che in anni favorevoli equivalgono all'incirca al valore di un intero anno.

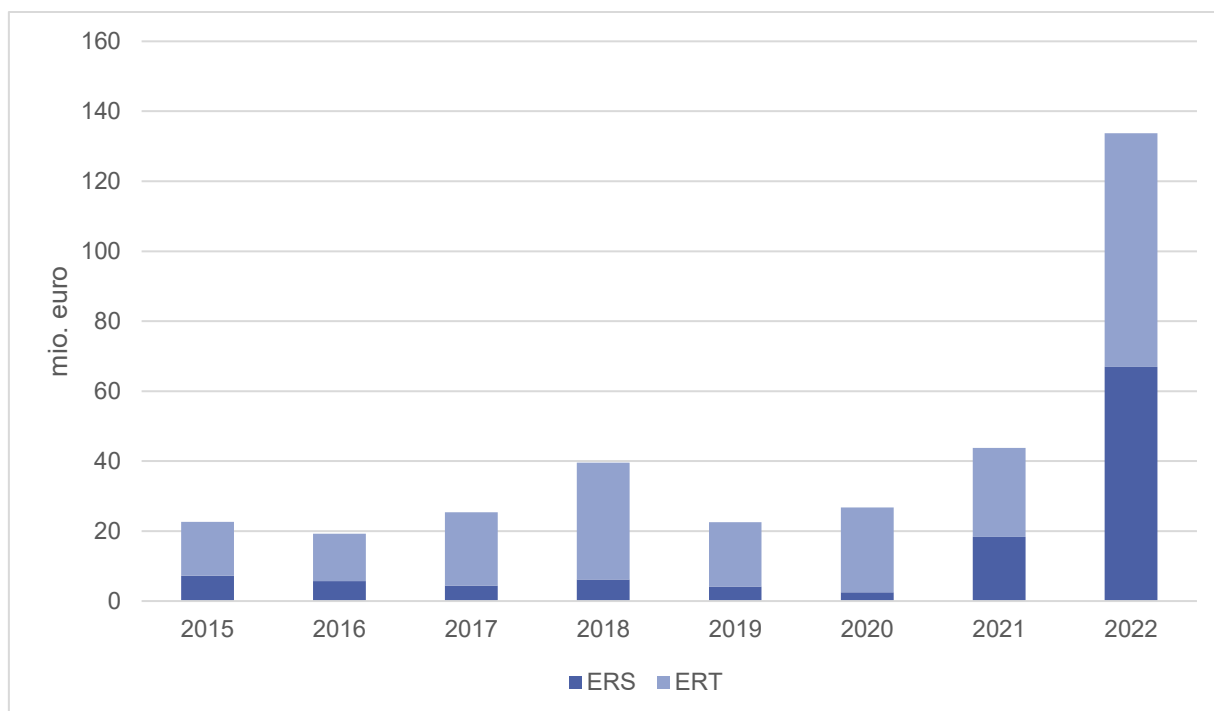


Figura 23: costi netti ERS ed ERT dal 2014 al 2022

Come illustrato nella figura 21 e nella tabella 3, la quantità totale di energia di regolazione richiesta è rimasta a livelli analoghi tra il 2021 e il 2022, mentre alla luce dei prezzi elevati sui mercati spot e a termine i costi per l'energia di regolazione secondaria sono aumentati in misura del tutto eccezionale nello stesso lasso di tempo. Inoltre, come menzionato, nel giugno 2022 è avvenuto il passaggio al sistema PICASSO, descritto all'inizio del presente capitolo.

La Figura 24 riporta una panoramica dettagliata dei costi assoluti, suddivisi in costi positivi e negativi per ogni prodotto.



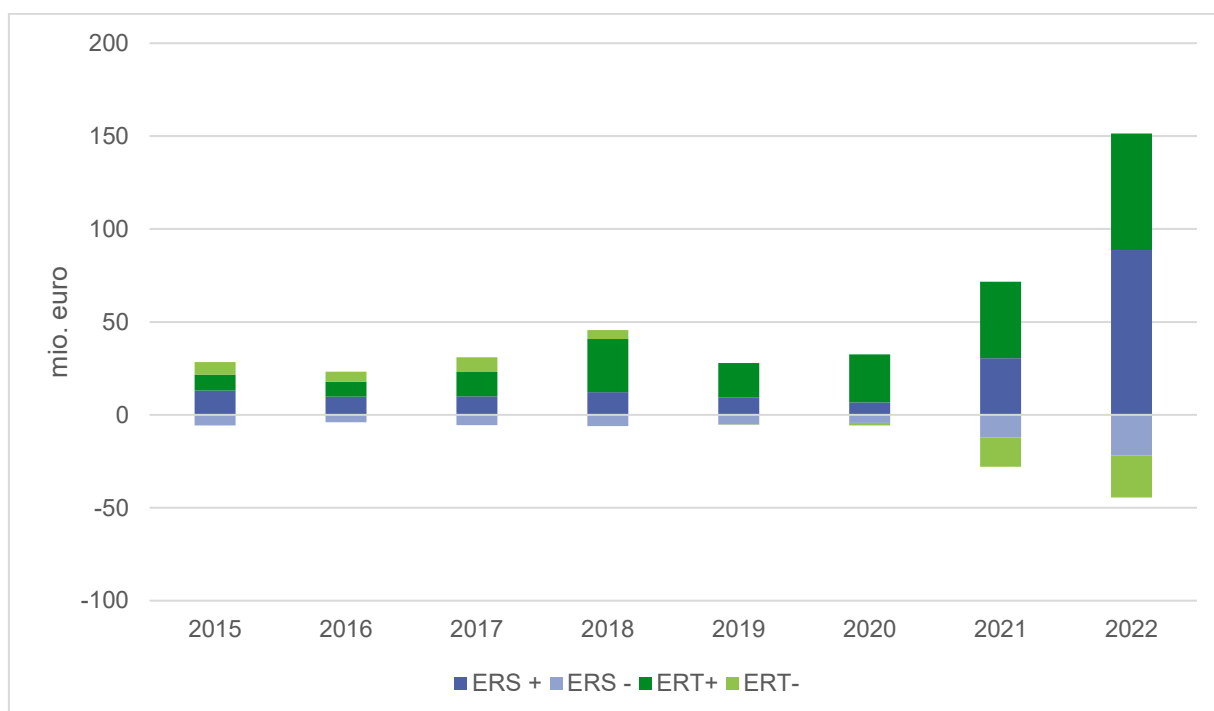


Figura 24: costi dell'ERS e dell'ERT per singolo prodotto, dal 2015 al 2022

I costi elevati del 2018 sono stati causati da forti squilibri, che tuttavia hanno una rilevanza minore rispetto all'aumento dei costi nel 2021, e ancor più nel 2022, sia in direzione positiva che negativa.

Come nel caso della riserva di potenza di regolazione, un'analisi complessiva dei costi non offre un quadro completo, viste le differenze dei volumi richiesti. La figura 25 mostra quindi il costo medio per MWh richiesto. Nel caso dell'energia di regolazione terziaria positiva fino al 2018 si osserva un aumento dei costi per MWh. Dopo una fase di contrazione i costi sono tornati a salire, attestandosi a 271,54 euro/MWh nel 2022. I costi dell'energia di regolazione terziaria negativa erano leggermente negativi nel 2019 (- 1,3 euro/MWh) e nel 2020 (- 8,1 euro/MWh), toccando il livello più basso nel 2022 con -86,15 euro/MWh (2021: -77,91 euro/MWh). Va osservato che i prezzi negativi per le direzioni di fornitura negative sono dovuti alle opportunità su altri mercati; nella tendenza al ribasso dei prezzi negativi si riconosce l'aumento delle opportunità sul mercato all'ingrosso e su altri mercati a breve termine. Per Swissgrid i prezzi negativi equivalgono a entrate anziché a costi.

Per quanto riguarda l'energia di regolazione secondaria, i costi medi dell'ERS+, attestatisi a una media annua di 437,13 euro/MWh (2021: 159,26 euro/MWh), sono aumentati più di tutti gli altri, mentre i costi dell'ERS- sono scesi a -138,62 euro/MWh (2021: -81,78 euro/MWh). I prezzi medi evidenziano nuovamente che l'aumento dei costi registrato nel 2022 non è dovuto ai maggiori volumi richiesti o a squilibri più pronunciati, che invece spiegavano parzialmente l'aumento del 2021. L'aumento del 2022 è da ricondurre piuttosto all'incremento dei costi di opportunità nei mercati all'ingrosso e in altri mercati a breve termine.

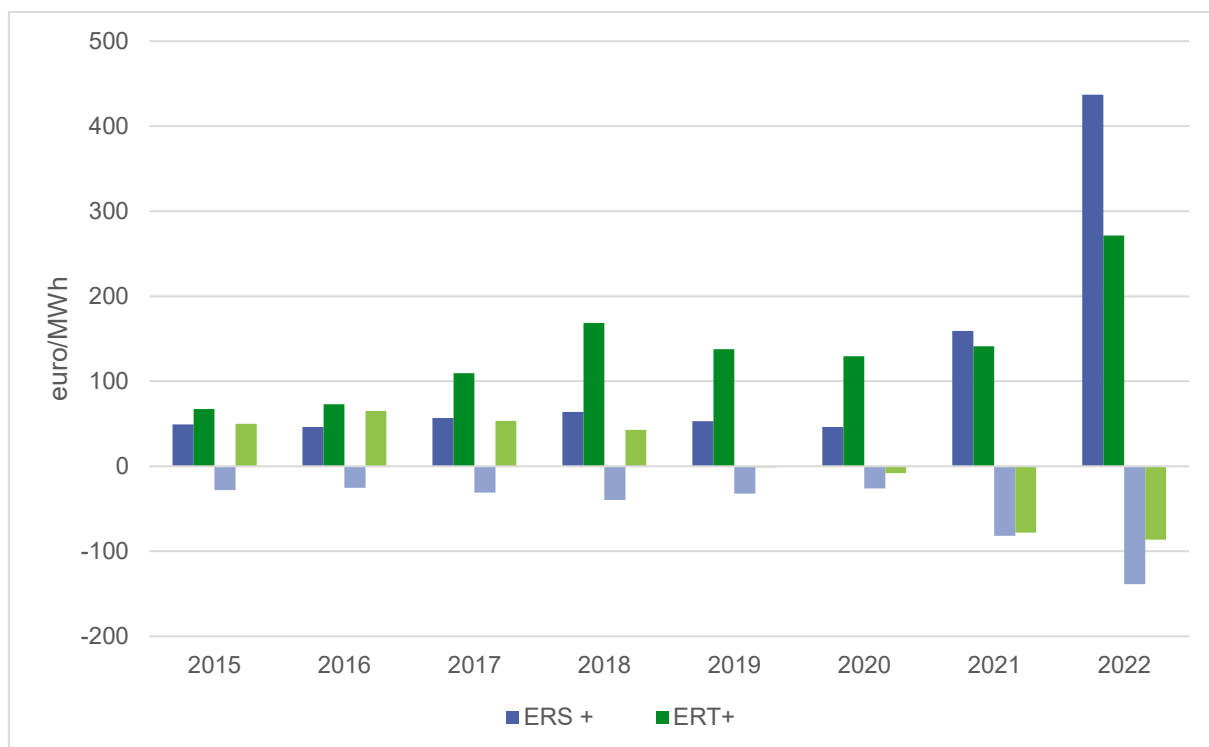


Figura 25: costi per MWh di ERS ed ERT, per singolo prodotto, dal 2015 al 2022

## 4 Conclusioni

Il rapporto «Potenza di regolazione ed energia di regolazione» 2022 offre una panoramica delle modalità di funzionamento, dei volumi e dei costi della potenza di regolazione e dell'energia di regolazione per la zona di regolazione Svizzera. I costi più elevati per MW di riserva sono stati registrati dai prodotti con fornitura in direzione negativa, fermo restando che la potenza di regolazione secondaria negativa è la più costosa. Rispetto all'anno precedente, la differenza di prezzo tra fornitura in direzione negativa e fornitura in direzione positiva è aumentata. I prezzi elevati sui mercati all'ingrosso sono un fattore di costo trainante, come dimostrato anche dal fatto che quasi il 70 per cento dei costi annui per i prodotti dell'energia di regolazione concerne la seconda metà dell'anno. Con 91 milioni di franchi, nel mese di ottobre 2022 si è registrato il valore mensile più alto dall'introduzione del mercato SDL nel 2009, mentre in novembre si è osservato il terzo valore mensile più alto (82,2 milioni).

I costi assoluti dell'energia di regolazione secondaria sono più elevati di quelli dell'energia di regolazione terziaria. Anche nel quadro di un'analisi al netto degli effetti dei volumi si constata che l'energia di regolazione secondaria positiva presenta i costi più elevati.

La Figura 26 riporta i costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione, suddivisi nelle diverse categorie di prodotti. Nel 2022 tali costi erano pari a 604,5 milioni di franchi, di cui 497,7 per la potenza di regolazione e 106,9 per l'energia di regolazione. A questo proposito va osservato che i costi dell'energia di regolazione sono addebitati ai gruppi di bilancio attraverso il meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione. Un eventuale utile riduce i costi delle prestazioni di servizio relative al sistema (art. 15 cpv. 3 LAEl), che sono addebitati ai consumatori finali attraverso la tariffa di tali prestazioni.

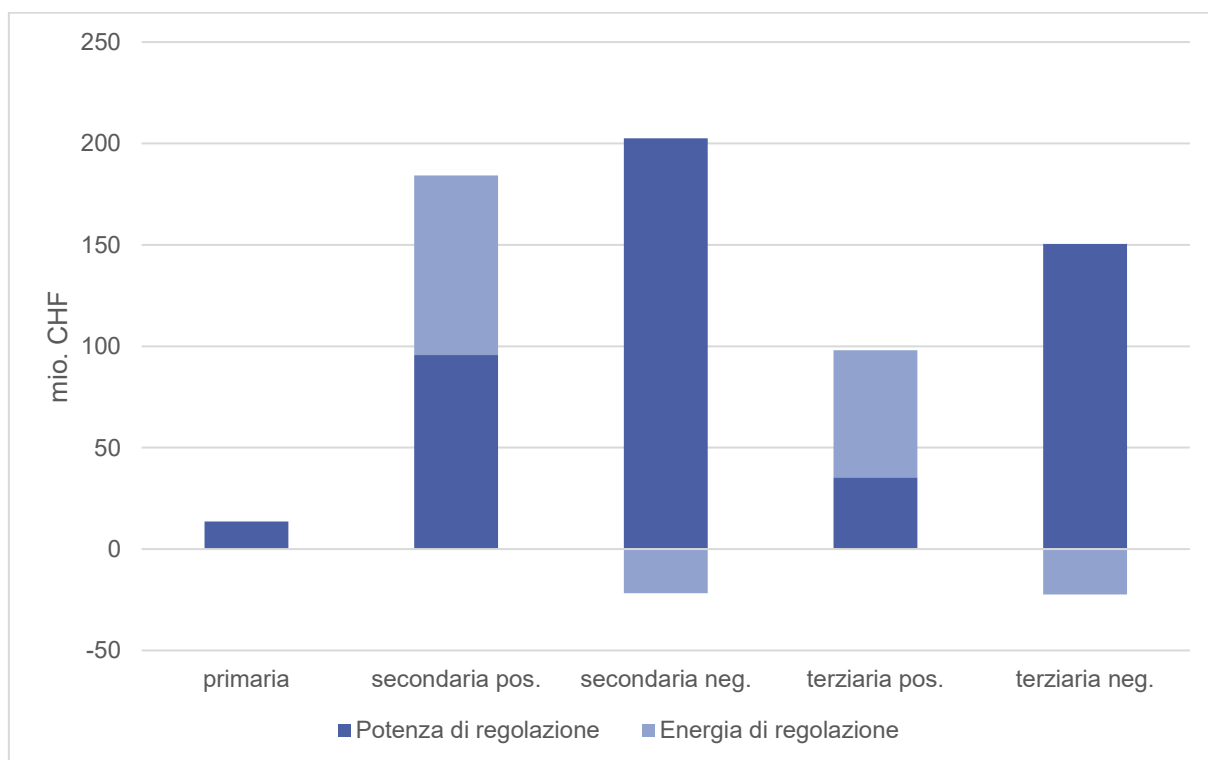


Figura 26: costi complessivi dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione 2022, fonte: Swissgrid, calcolo ElCom

Perché i costi dell'energia di regolazione risultino più comprensibili, i singoli prodotti possono essere confrontati con il prezzo medio dell'energia. Il prezzo dell'energia è una scelta opportuna: infatti per l'impiego dell'energia di regolazione si applica il principio del prelievo e quindi non viene riscosso alcun corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Il prezzo mediano dell'energia per i consumatori finali fissi in Svizzera (profilo di consumo H4) era di 7,94 ct./kWh nel 2022 e di 13,08 ct./kWh nel 2023. Questo

prezzo viene fissato annualmente nel mese di agosto dell'anno precedente. Un altro termine di paragone è la media annuale dell'indice dei prezzi spot SwissIX, che nel 2022 era di 28,11 ct./kWh. A titolo di confronto, la Tabella 4 riporta i costi dell'energia di regolazione negli anni 2021 e 2022 nonché la variazione assoluta in centesimi per kilowattora.

		2022	2021	Variazione
<b>ERS +</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	43,62	17,22	+26,40
<b>ERS -</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	-13,83	-8,84	-4,99
<b>ERT+</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	27,1	15,26	+11,84
<b>ERT-</b>				
Costi dell'energia di regolazione	ct./kWh	-8,6	-8,42	-1,74

Tabella 4: costi specifici dell'energia di regolazione in CHF/MWh per prodotto nel 2021 e 2022

## 5 Allegato

### 5.1 Abbreviazioni

<b>EC</b>	Energia di compensazione
<b>ElCom</b>	Commissione federale dell'energia elettrica
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica)
<b>ERP</b>	Energia di regolazione primaria
<b>ERS</b>	Energia di regolazione secondaria
<b>ERT</b>	Energia di regolazione terziaria
<b>FCR</b>	Frequency Containment Reserves
<b>FPSRS</b>	Fornitore di prestazioni di servizio relative al sistema
<b>IGCC</b>	International Grid Control Cooperation
<b>LAEI</b>	Legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.7)
<b>MPEC</b>	Meccanismo dei prezzi dell'energia di compensazione
<b>OAEI</b>	Ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (RS 734.71)
<b>PICASSO</b>	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
<b>PRP</b>	Potenza di regolazione primaria
<b>PRS</b>	Potenza di regolazione secondaria
<b>PRT</b>	Potenza di regolazione terziaria
<b>PSRS</b>	Prestazioni di servizio relative al sistema
<b>RD</b>	Ridispacciamento
<b>TERRE</b>	Trans European Replacement Reserves Exchange
<b>TSO / GRT</b>	Transmission System Operator / gestori della rete di trasporto