



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom

Fachsekretariat

Bericht Regelleistung und Regelenergie 2022

Bericht der ECom

Bern, 30. Mai 2023

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	4
1.1	Regelleistung und Regelenergie	5
1.2	Allgemeine Beschaffungsstrategie und Produktgestaltung.....	5
1.3	Finanzierung der Regelleistung und Regelenergie.....	6
1.4	Allgemeiner Marktüberblick im Berichtsjahr	6
2	Regelleistung	7
2.1	Beschaffungsmengen Regelleistung 2022	7
2.2	Primärregelleistung	8
2.3	Sekundärregelleistung.....	9
2.4	Tertiärregelleistung.....	12
2.5	Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2022.....	16
3	Regelenergie	19
3.1	Berichtsjahr 2022	19
3.1.1	Abgerufene Regelenergie	19
3.1.2	Kosten Regelenergie.....	20
3.1.3	Imbalance Netting Plattform (früher International Grid Control Cooperation).....	21
3.2	Langjährige Entwicklung seit 2014.....	22
3.2.1	Abgerufene Menge Regelenergie	22
3.2.2	Kosten Regelenergie.....	24
4	Fazit	27
5	Anhang	29
5.1	Abkürzungsverzeichnis	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematischer Ablauf Regelenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid	4
Abbildung 2:	PRL Volumen nach Monat.	9
Abbildung 3:	PRL Kosten nach Monat.	9
Abbildung 4:	Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 10 bis 19 erfolgte im September des Vorjahres, während die Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 von August bis November 2022 gestaffelt erfolgte.....	10
Abbildung 5:	Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche.....	11
Abbildung 6:	Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 10 bis 19 erfolgte im September des Vorjahres, während die Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 von August bis November 2022 gestaffelt erfolgte.....	11
Abbildung 7:	Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.	12
Abbildung 8:	Volumen TRL+ Wochenprodukt. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 erfolgte von August bis November 2022 gestaffelt.....	13
Abbildung 9:	Aufsummierte Volumen TRL+ nach Wochenprodukt (inkl. vorgezogene Beschaffung) und Tagesprodukt.	13
Abbildung 10:	Kosten TRL+ Wochenprodukt.....	14
Abbildung 11:	Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 erfolgte von August bis November 2022 gestaffelt.....	15

Abbildung 12: Aufsummierten Volumen TRL- nach Wochenprodukt (inkl. vorgezogene Beschaffung) und Tagesprodukt. 15

Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt. 15

Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009. 16

Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2022 in PRL, SRL und TRL. 17

Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 und 2022 in einzelne Produkte. 17

Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2021 und 2022. 18

Abbildung 18: Menge SRE und TRE nach Produkt 2022. 20

Abbildung 19: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2022. 21

Abbildung 20: Volumen (a) und Monetäre Wert (b) von «Netted imbalances» im Jahr 2022 und 2021.22

Abbildung 21: Menge SRE und TRE von 2015 bis 2022. 23

Abbildung 22: Menge Regelenergie nach Produkt 2015 bis 2022. 23

Abbildung 23: Nettokosten SRE und TRE 2014 bis 2022. 24

Abbildung 24: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2015 bis 2022. 25

Abbildung 25: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2015 bis 2022. 26

Abbildung 26: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2022, Quelle: Swissgrid, Berechnung EICom 27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährlichen Durchschnittswerte der Vorgehaltenen Regelleistung.8

Tabelle 2: Abgerufene Regelenergie 2022. 20

Tabelle 3: Absolute Kosten Regelenergie 2022. 21

Tabelle 4: Spezifische Regelenergiekosten in CHF/MWh nach Produkt 2021 und 2022. 28

1 Einführung

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz (Art. 20 Abs. 1 StromVG). Dazu sind einerseits genügend Produktionskapazitäten für die Erzeugung elektrischer Energie und andererseits ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz für den Energietransport zum Endkunden notwendig. Da man elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit jener Menge übereinstimmen, die aus dem Netz entnommen wird. Trotz qualitativ hochwertiger Prognosen der Energieversorger für Produktion und Verbrauch ist eine exakte Planung dafür nicht möglich. Deshalb müssen auch kleinere Abweichungen von den Sollwerten kontinuierlich ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich findet grösstenteils durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Dafür sind Kraftwerke notwendig, deren Produktion sich besonders gut regeln lässt. Swissgrid beschafft die dazu notwendige Regelleistung in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren (Art.22 Abs. 1 StromVV).

Im europäischen Verbundsystem wird bei einer Unausgeglichenheit dreistufig vorgegangen. Mit der Primärregelung wird das Gleichgewicht innerhalb von Sekunden hergestellt. Reicht dies nicht aus, wird nach fünf Minuten die Sekundärregelung abgerufen. Bei Regelabweichungen die länger als 15 Minuten dauern wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst. Der Abruf von Regelernergie erfolgt für die meisten Produkte automatisch, nur einen Teil der Tertiärregelenergie kann ebenfalls manuell abgerufen werden. Nachfolgende Abbildung veranschaulicht den beschriebenen Ablauf.

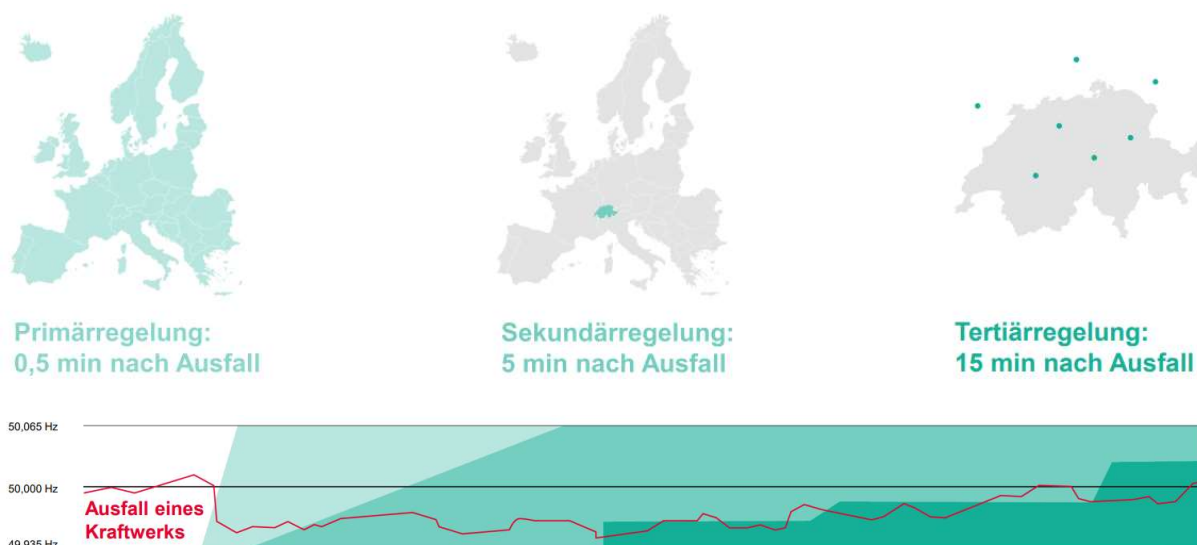


Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regelernergieeinsatz. Quelle: Swissgrid

Die ElCom überwacht die Einhaltung des StromVG und beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung. Darunter fällt auch die Überwachung der Beschaffung der Systemdienstleistungen, insbesondere der Regelleistung und Regelernergie.

Der vorliegende Bericht ist Teil dieser Überwachung und gibt Einblick in die eingesetzten Mengen und die damit verbundenen Kosten für das Jahr 2022 sowie deren langfristigen Veränderungen. Dieser Bericht soll der Transparenz und dem Verständnis im Bereich der Regelleistung und -energie als wichtiger Bestandteil für einen stabilen Netzbetrieb dienen. Diesbezüglich sind insbesondere keine für die Regulierung notwendigen sensiblen Marktinformationen enthalten.

1.1 Regelleistung und Regelenergie

Gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG stellt Swissgrid unter anderem die Bereitstellung der Systemdienstleistungen (SDL) sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Bei der Regelleistung und Regelenergie wird aufgrund der Abrufgeschwindigkeit und Abrufdauer zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Aufgrund der technischen Anforderungen beim Abruf der Regelleistung wird diese in der Schweiz hauptsächlich, aber nicht ausschliesslich, durch Wasserkraft bereitgestellt.

Zur Erhöhung der Liquidität bei der Beschaffung der Regelleistung und -energie beteiligt sich Swissgrid bei den internationalen Regelenergieplattformen «Frequency Containment Reserves» (FCR) und «International Grid Control Cooperation» (IGCC). Seit Oktober 2020 beschafft Swissgrid auch Regelenergie über die internationale Plattform TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange).

Die marktbasierende Beschaffung bedingt unter anderem, dass die verschiedenen Regelleistungs- und Regelenergieprodukte einerseits in Konkurrenz mit dem Grosshandelsmarkt stehen. Andererseits erweitert der Regelleistungs- und Regelenergiemarkt die Vermarktungsmöglichkeiten für die Produzenten. Daher kann es im Winter/Frühling, wenn die Speicherseen zunehmend leer sind, zu einer Verknappung des Angebots an Regelleistung und -energie kommen. In der Folge kann dies zu höheren Preisen bei der Regelleistung oder -energie oder im Extremfall sogar zu einem Ausbleiben einer genügenden Angebotsmenge führen. Die vorgezogene Beschaffung von Regelleistung wird unter anderem durchgeführt, um die Planungssicherheit zu erhöhen und eine Mindestmenge für die kritischeren Wintermonate zu sichern. Aus diesen Gründen, sind für die Analyse der Kosten der Regelleistung und Regelenergie – neben der Produktgestaltung, der Beschaffungsstrategie und -menge – die Füllstände der Speicherseen sowie die Opportunitäten auf dem Grosshandelsmarkt wichtige Determinanten.

1.2 Allgemeine Beschaffungsstrategie und Produktgestaltung

Im Normalfall wird die Beschaffung der benötigten Regelleistung von Swissgrid kurzfristig durchgeführt, d. h. je nach Regelleistungsprodukt in der Vorwoche (mit Ausnahme der vorzeitigen Beschaffung) oder Tage vor Lieferung. Seit Februar 2020 wird Tertiärregelenergie über den integrierten Markt beschafft und seit Oktober 2020 erfolgt die Beschaffung auch über die TERRE Plattform. Ziel des integrierten Marktes ist es unter anderen die Preise durch eine höhere Benutzerfreundlichkeit der Angebotsabgabe und Anpassung des Tertiärregelenergieproduktes näher an andere kurzfristige Energiemärkte zu rücken. So kann der Tertiärregelenergiepreis bis 30 Minuten vor Abruf angepasst werden und die Angebotsdauer wurde von 4 auf 1 Stunde verkürzt. Dies bedeutet, dass neu 24 Auktionen stattfinden. Diese Anpassungen ermöglichen auch die Teilnahme weiterer Akteure an diesem Markt.

Seit Juli 2020 wird die Primärregelleistung nicht mehr als Tagesprodukt, sondern in 4-Stunden-Blöcken eingekauft. Ziel dieser Produktanpassungen ist eine höhere Liquidität und somit die Verbesserung der Versorgungssicherheit und geringere Beschaffungskosten. Sekundärregelleistung wird als Wochenprodukt beschafft. Tertiärregelleistung wird sowohl als Wochen- als auch Tagesprodukt beschafft.

Swissgrid beschafft die für die Vorhaltung der Regelleistung erforderlichen SDL Produkte auf der Grundlage von Artikel 20 Abs. 2 Bst. b StromVG und Artikel 22 Abs. 1 StromVV in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren (Ausschreibungen). Bieten die Systemdienstleister (SDV) in den Ausschreibungen nicht die benötigte Menge an, ist eine zweite Ausschreibung sowohl für Tages- als auch für Wochenprodukte vorgesehen. Kann die benötigte Menge in der zweiten Auktion nicht beschafft werden, kommt ein Zuteilungsverfahren zur Anwendung, bei dem in besonderer und enger Zusammenarbeit zwischen den SDVs, Swissgrid und der ElCom die Verfügbarkeit von Energie und Leistung aller SDVs, einschliesslich ihrer bereits verkauften oder reservierten Energie und Leistung, geprüft wird, um schliesslich die fehlenden Mengen zu

beschaffen. Im Berichtsjahr wurde die Gesamtmenge aller Produkte stets erfolgreich über Ausschreibungen beschafft

Durch die FCR-Kooperation wird die Primärregelung effizient beschafft und die internationale Zusammenarbeit verringert gleichzeitig das Risiko von Engpässen bei der FCR-Versorgung. Primärregelleistung wird nach dem Prinzip "pay-as-cleared" vergütet, während die anderen Regelleistungsprodukte nach dem Prinzip "pay-as-bid" entschädigt werden. Zusätzlich zur Regelleistungsvorhaltung wird mit Ausnahme der eingesetzten Primärregelenergie ebenfalls die abgerufene Regelenergie entschädigt. Die Vergütung für Sekundärregelenergie war bis Juni 2022 an den Schweizer Börsenpreis (SwissIX) gebunden, was im Juli durch die Einführung eines marktbasierten Verfahrens (PICASSO) ersetzt wurde. Für Tertiärregelenergie geben die Anbieter ein separates Angebot ab, welches bis kurz vor Lieferung noch angepasst werden kann. Tertiärregelenergie wird ebenfalls «pay-as-bid» vergütet. Regelleistung und -energie sind Poolangebote. Dies bedeutet, dass der Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV) bei Abruf die für ihn optimalen Kraftwerke für die Lieferung einsetzen kann. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Produkte näher beschrieben.

1.3 Finanzierung der Regelleistung und Regelenergie

Die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie werden unterschiedlich finanziert. Die Kosten der Regelleistung (vgl. Kapitel 2) fließen direkt in den allgemeinen Systemdienstleistungstarif von Swissgrid ein. Die Kosten der Regelenergie (vgl. Kapitel 3.1.2 und Kapitel 3.2.2) werden den Bilanzgruppen (BG) als bezogene Ausgleichsenergie (AE) weiterverrechnet. Aufgrund der Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM) ist der Erlös, welcher Swissgrid erhält, höher als die Regelenergiekosten, welche Swissgrid den SDV vergütet. Die Differenz aus dem Erlös des AEPM und den Regelenergiekosten senken daher in der Regel die dem allgemeinen Systemdienstleistungstarif zugrundeliegenden Kosten (Art. 22 Abs. 2 StromVV).

1.4 Allgemeiner Marktüberblick im Berichtsjahr

Das Jahr 2022 wird in die Geschichte der Strommärkte als ein Krisenjahr eingehen. Einerseits wurde es durch den Ukraine-Krieg und seine politischen und wirtschaftlichen Folgen geprägt. Die Strompreise folgten der Preisentwicklung der Erdgasmarktpreise und erreichten im August historische Höchststände. Die ausserordentlich niedrige Stromproduktion der französischen Kernkraftwerke und die damit verbundenen und nur schwer zu behebenden technischen Problemen gaben zusätzlichen Anlass zur Sorge. Mit durchschnittlich knapp 34 GW lag die Erzeugungsleistung im Jahr 2022 rund 25% unter dem Durchschnitt der fünf Vorjahre. In diesem Umfeld lag der SwissIX-Spotpreisindex im Jahresdurchschnitt bei 281.65 EUR/MWh und damit deutlich höher (+145%) als das Vorjahreswert von 115 EUR/ MWh.

In den letzten Monaten des Jahres stiegen die Speicherreserven in der Schweiz angesichts des zurückhaltenden Einsatzes der Speicherkraftwerke auf ein historisch hohes Niveau. Ende November erreichten die Speicher mit 7'585 GWh den höchsten Stand in diesem Zeitraum seit Beginn der Aufzeichnungen. Die Speicher blieben bis zum Ende des Berichtsjahres auf einem Höchststand und lagen am 31. Dezember 2022 bei 6'589 GWh.

Die Kostensituation auf den SDL-Märkten ist eine Folge der Energiekrise in Europa und steht im Zusammenhang mit der Erwartung einer winterlichen Stromknappheit, die während der gesamten Sommer- und Herbstmonate befürchtet wurde. Der Anstieg des Preisniveaus und der Volatilität auf den Terminmärkten wirkte sich direkt auf die Opportunitätskosten für die Bereitstellung von SDL-Produkten aus. Gleichzeitig stand die Bewirtschaftung der Schweizer Speicherseen, die wesentlich zur Systemstabilität in der Schweiz beitragen, im Mittelpunkt der Vorbereitungen auf eine mögliche Winterkrise. Dazu gehört die angeordnete Wasserkraftreserve ebenso wie die im Vergleich zu den Vorjahren deutlich ausgeweitete vorgezogene Beschaffung von Regelleistung, die neu den Zeitraum von Oktober 2022 bis Anfang Juni 2023 umfasst und sich auf alle Wochenprodukte (SRL+, SRL-, TRL+

und TRL-) bezieht. Die Wasserkraftreserve von 400 GWh wurde Ende Oktober in einer einmaligen Ausschreibung zu einem Durchschnittspreis von 739.97 EUR/MWh mit Gesamtkosten von 296 Mio. EUR beschafft.

2 Regelleistung

In diesem Kapitel werden das Beschaffungsvolumen und die Kosten für Regelleistung auf der Grundlage von Einzelbeobachtungen von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung dargestellt. Schliesslich werden die aggregierten Zahlen für 2022 und die langjährige Entwicklung zwischen 2010 und 2022 dargestellt. Die Datenquelle für die in diesem Kapitel vorgestellten Zahlen ist Swissgrid und FCR für weitere Daten zur Primärregelleistung.

Die Festlegung der Beschaffungsmenge von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung erfolgt auf Basis internationaler Normen. Die Beschaffungsmenge der PRL wird jährlich von ENTSO-E festgelegt und den jeweiligen Ländern zugeteilt. Weiter gibt die System Operation Guideline (SOGL) der EU folgende Vorgaben, wie die benötigte Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung über eine probabilistische Methode bestimmt werden sollen:

- Der Ausfall der grössten Produktions- oder Verbrauchseinheit soll abgesichert sein;
- Absicherung über 99 Prozent der Zeit durch Sekundär- und/oder Tertiärregelung;
- Eine Reduktion der Vorhaltemengen setzt der Abschluss internationale Aushilfevereinbarungen voraus;

Ein weiteres Kriterium ist, dass die Vorhaltemenge der Tertiärregelleistung mindestens so hoch sein muss wie diejenige der Sekundärregelleistung. Im folgenden Abschnitt sind die geltenden Mengen produktspezifisch aufgeführt.

2.1 Beschaffungsmengen Regelleistung 2022

Im Berichtsjahr wurden aufgrund von der jährlichen Neubewertung des Bedarfs, die Vorhaltemengen der Regelleistung leicht angepasst. Dabei wurde die Primärregelleistung um 3 MW reduziert, die Sekundärregelleistung um 34 MW erhöht (+15 MW SRL+, +19 MW SRL-) und die Tertiärregelleistung um 81 MW reduziert (-65 MW TRL+, -16 MW TRL-). Die tatsächlichen vorgehaltenen Mengen, können zwischen Sekundär und Tertiärregelleistung optimiert werden. Vorhaltemengen, aufgeteilt nach Produkt, sind in Tabelle 1 aufgeführt (jährliche Mittelwerte) und in den folgenden Kapiteln in Detail dargestellt.

Aufgrund der kritischen Wintersituation 2015/2016 hatte Swissgrid 2016 erstmals Regelleistung vorzeitig eingekauft und hat diese Massnahme zur Erhöhung der Planungssicherheit weitergeführt. Für die Kalenderwochen 10 bis 19 im Jahr 2022 wurden dabei 265 MW sowohl positive als auch negative Sekundärregelleistung und 175 MW negative Tertiärregelleistung bereits im September 2021 vorzeitig beschafft.

Um die Netzsicherheit in der angespannten Wintersituation 2022/2023 zu erhöhen, wurden verschiedene Anpassungen bei der vorgezogenen Beschaffung von SDL vorgenommen. Die Beschaffung von Regelleistung für den Zeitraum vom 3. Oktober 2022 bis zum 4. Juni 2023 wurde in fünf gestaffelten Ausschreibungen durchgeführt. Damit konnte die Bereitstellung von insgesamt 100% der Sekundärregelleistung (SRL+/-) und 50% der Tertiärregelleistung (TRL +/-) für die kritischsten Wintermonate sichergestellt werden. Aufgrund dieser Veränderung wurden mehrere Grafiken im vorliegenden Bericht neu eingeführt, um die zunehmende Bedeutung und Komplexität der vorgezogenen Beschaffung widerzuspiegeln.

Die Primärregelleistung sowie die für das ganze Jahr fehlende Menge an Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung wurden über die reguläre Beschaffung sichergestellt.

		2022	2021	Veränderung	
PRL +/- (symmetrisch)					
Bedarf	MW	64	67	-3	-4.5%
Zugesprochene Menge	MW	64	67	-3	-4.5%
SRL +					
Bedarf	MW	400	400	-	-
Zugesprochene Menge	MW	400	391	+8	+2.3%
SRL -					
Bedarf	MW	400	400	-	-
Zugesprochene Menge	MW	399	398	+1	+0.25%
TRL +					
Bedarf	MW	504	545	-41	-7.5%
Zugesprochene Menge Wochenauktion	MW	410	442	-32	-7.2%
Zugesprochene Menge Tagesauktion	MW	96	101	-5	-5.0%
TRL -					
Bedarf	MW	514	524	-10	-1.9%
Zugesprochene Menge Wochenauktion	MW	464	445	+19	+4.3%
Zugesprochene Menge Tagesauktion	MW	52	59	-7	-11.9%

Tabelle 1: Jährlichen Durchschnittswerte der Vorgehaltenen Regelleistung.

Für alle Produkte und zu allen Auktionen des Jahres 2022 konnte der gesamte Bedarf gedeckt werden.

2.2 Primärregelleistung

Die Schweiz beschafft die Primärregelleistung (PRL) international über die FCR-Kooperation. Durch die internationale Kooperation können Beschaffungskosten im ganzen europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet reduziert werden, sowie harmonisierte Markteintrittsreize und technische Bedingungen für neue Regelenergieanbieter und Technologien geschaffen werden. Die Teilnahme der einzelnen Länder erfolgt auf freiwilliger Basis. Derzeit beteiligen sich acht Länder (DK, DE, NL, BE, FR, CH, AU, SL) an der Kooperation. Der Go-live der tschechischen TSO ČEPS ist für Anfang März 2023 geplant und eine Ausweitung auf andere Länder, die zunächst mit Beobachterstatus beitreten können, wird in Betracht gezogen.

Seit 2019 werden in der PRL Kooperation täglich D-2-Auktionen durchgeführt und neue Anpassungen werden regelmässig diskutiert und eingeführt, unter anderem mit dem Ziel, technische und regulatorische Markteintrittsbarrieren zu beseitigen und die Attraktivität dieses Marktes zu verbessern. Abbildung 2 zeigt die relevanten Mengen an Primärregelleistung für die Schweiz. Die graue Fläche entspricht den durchschnittlichen monatlichen Angebotsmengen von Schweizer Anbieter, während die blauen Balken den schweizerischen Bedarf von 64 MW darstellen.

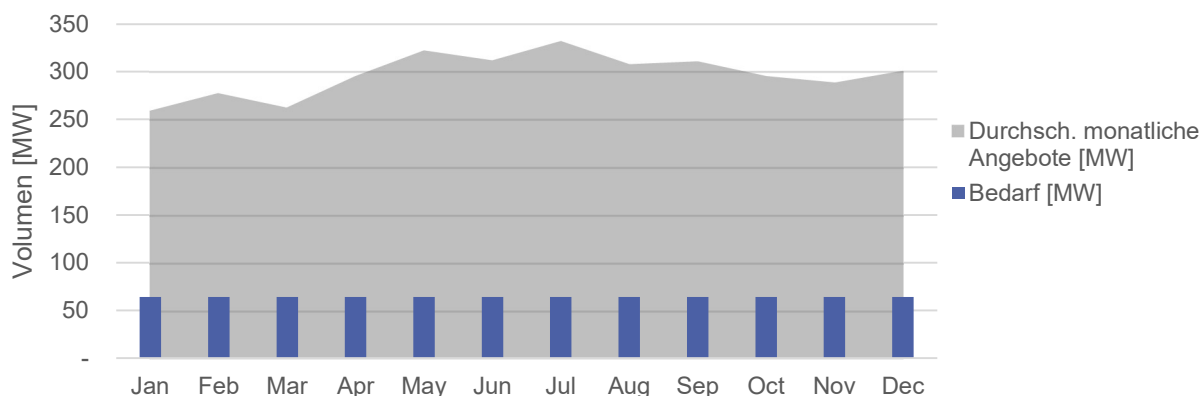


Abbildung 2: PRL Volumen nach Monat.

Die Gesamtkosten für die Beschaffung von Primärregelleistung im Jahr 2022 betragen 13.6 Mio. CHF und sind in Abbildung 3 nach Monat aufgeführt. Der deutliche Kostenanstieg, der im Jahr 2021 begann, ist bis August 2022 deutlich sichtbar. Seit August 2022 ist wieder ein Abwärtstrend zu beobachten, bei dem die niedrigsten monatlichen Kosten im Jahr 2022 im Monat November mit 436'119 CHF zu verzeichnen waren.

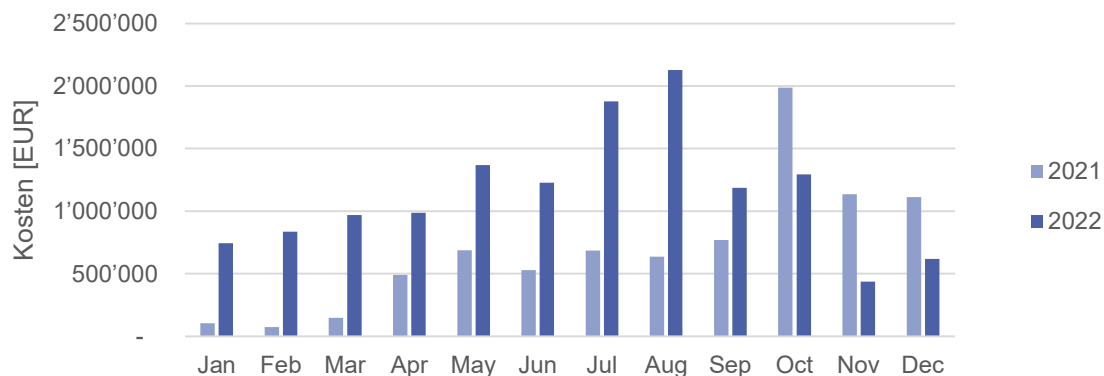


Abbildung 3: PRL Kosten nach Monat.

Aufgrund ihrer Abhängigkeit vom Grosshandelsmarkt haben die Kosten für die Leistungsvorhaltung im Jahr 2022 erneut ein aussergewöhnlich hohes Niveau erreicht. Der historisch starke Preisanstieg am Grosshandelsmarkt, der in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 einsetzte, und die damit verbundenen Opportunitätskosten haben sich massiv auf die Preise der PRL-Beschaffung ausgewirkt. Der Einfluss der Marktpreise ist auch bei allen anderen Produkten der Regelleistung und Regelenergie deutlich sichtbar. Der Spotpreis, der im Durchschnitt um +145% gestiegen ist (siehe Abschnitt 1.4), ist damit weniger stark gestiegen als der PRL-Preis. Der Durchschnittspreis von PRL über das ganze Jahr liegt bei 25.23 CHF/MWh, also 2,6-mal höher als der Jahresdurchschnittspreis im Jahr 2021 von 9.63 CHF/MWh.

Der Kostenanstieg fand auf allen europäischen Märkten statt und konnte in diesem speziellen Fall auch durch die internationale Beschaffungsstrategie und den Pay-as-cleared Entschädigungsmechanismus nicht verhindert werden. Hohe Kosten wurden insbesondere bis August 2022 beobachtet, (Abbildung 3) danach gingen die Preise von September bis Dezember zurück. Im November 2022 erreichten die Kosten einen Tiefstand von 436'119 CHF, der seit März 2021 nicht mehr verzeichnet worden war. Im Dezember 2022 gab es einen relativ leichten Anstieg auf 617'422 CHF.

2.3 Sekundärregelleistung

In der Schweiz wurde die frühere symmetrische Beschaffung von Sekundärregelleistung (SRL) ab Juli 2018 durch die asymmetrische Beschaffung ersetzt. SRL wird seither in negative (SRL-) und positive (SRL+) unterschieden.

Für die Kalenderwochen 10 bis 19 fand die vorgezogene Beschaffung im September des Vorjahres statt, während für den Winter 2022/2023 die vorgezogene Beschaffung bereits im Oktober (Kalenderwoche 40) stattfand, wie in Abbildung 4(b) und Abbildung 6(b) dargestellt. Die restlichen Mengen werden regulär in der Vorwoche in wöchentlichen Auktionen beschafft.

In Abhängigkeit von den jeweils aktuellen Preisen können die Beschaffungsmengen der Sekundärregelleistung mit denen der Tertiärregelleistung optimiert werden, um die Kosten zu senken. Dies kann sowohl in die positive Richtung (SRL+ ↔ TRL+) als auch in die negative Richtung (SRL- ↔ TRL-) erfolgen. Im Berichtsjahr war die leichte Schwankung bei der Beschaffung negativer Produkte vor allem in der zweiten Jahreshälfte zu beobachten. Insbesondere im Hinblick auf Energieeinsparungen besteht eine Herausforderung darin, dass die Bereitstellung negativer Regelleistung mittels Wasserkraftwerke bedeutet, dass die kontrahierten Produktionseinheiten während der gesamten Produktlieferzeit eine nominale Produktion aufrechterhalten müssen, auch in Zeiten, in denen sie nicht produziert hätten, wie z.B. zu Off-peak-Zeiten.

Basierend auf der jährlichen Neuberechnung hat Swissgrid seit Mitte Mai insgesamt 34 MW mehr Sekundärregelleistung beschafft (SRL+ 406 MW, SRL- 399 MW). Dagegen konnte das Beschaffungsvolumen für Tertiärregelleistung um 81 MW reduziert werden, wie im nächsten Abschnitt näher erläutert wird.

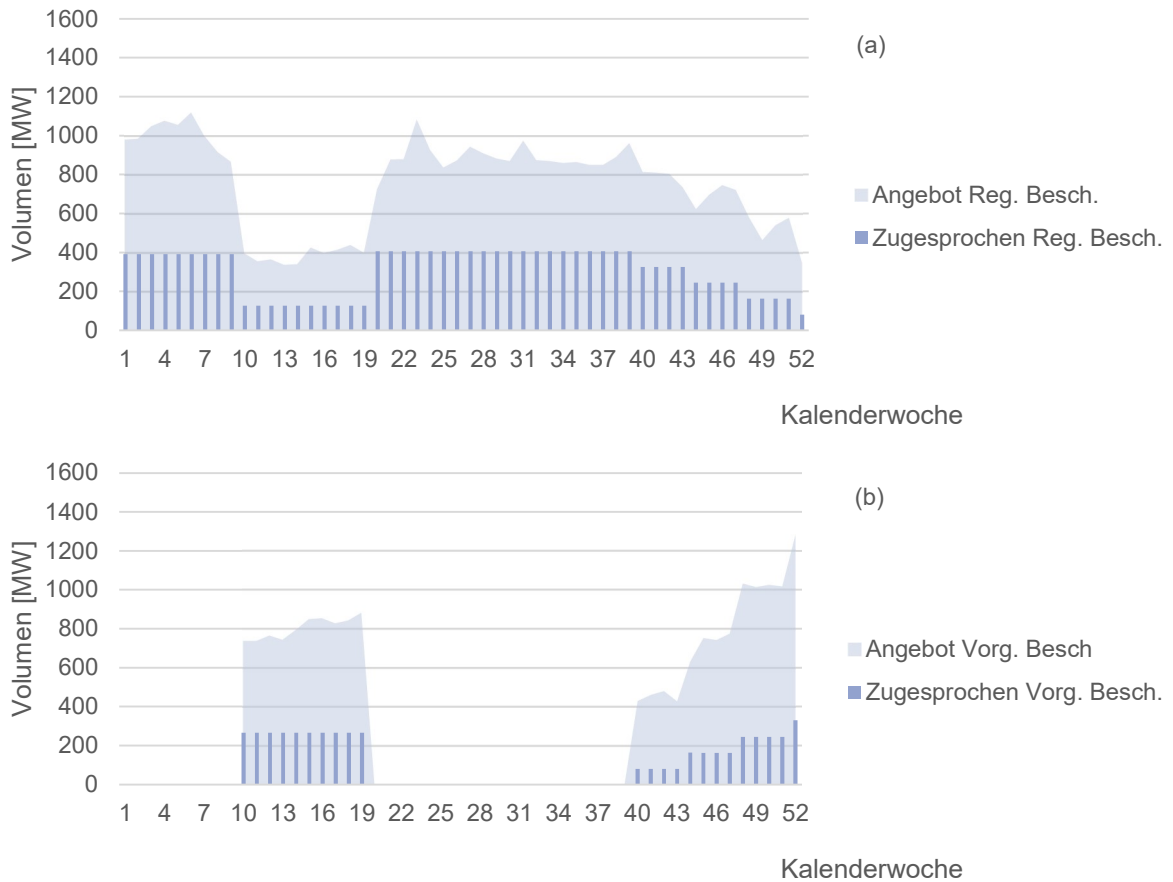


Abbildung 4: Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 10 bis 19 erfolgte im September des Vorjahres, während die Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 von August bis November 2022 gestaffelt erfolgte.

Die Kostenentwicklung der positiven Sekundärregelleistung unterliegt ähnlichen Dynamiken, wie bereits im vorherigen Abschnitt über PRL erwähnt. Die Entwicklung der Marktpreise auf dem Grosshandelsmarkt während des Jahres 2022 und insbesondere in den Sommermonaten wirkt sich eindeutig auch auf die Kosten der SRL aus. Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, tritt der Kostenanstieg ab August 2022 (Woche 30) ein, mit einem weiteren starken Anstieg ab September 2022. Die Gesamtkosten für die Beschaffung von SRL+ belaufen sich auf 95.7 Mio. CHF.

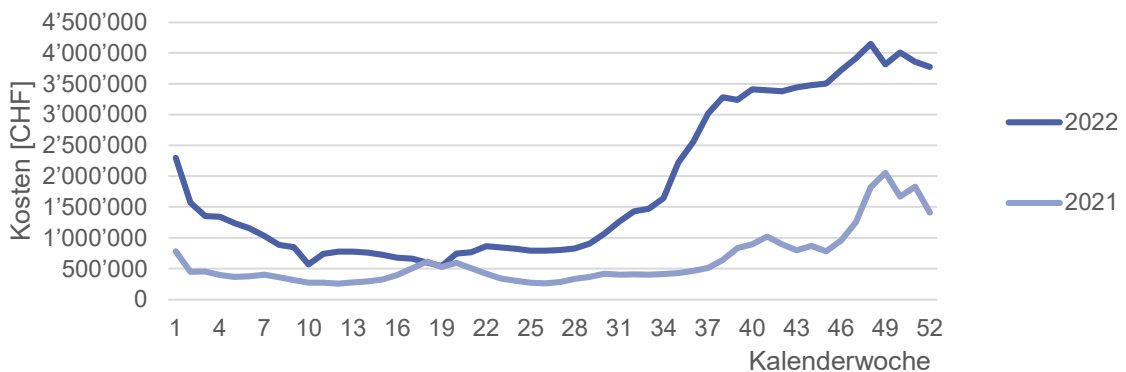


Abbildung 5: Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche.

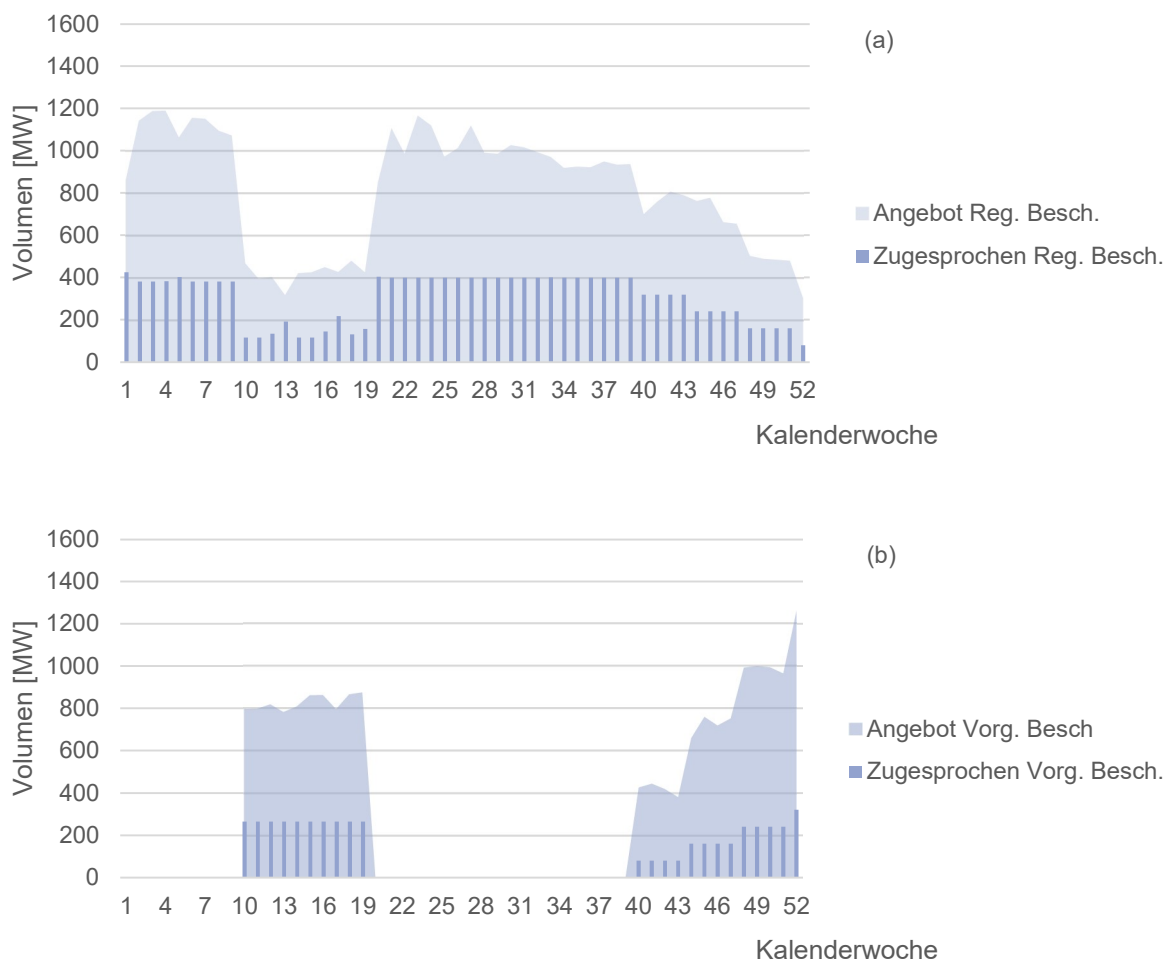


Abbildung 6: Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 10 bis 19 erfolgte im September des Vorjahres, während die Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 von August bis November 2022 gestaffelt erfolgte.

Im Berichtsjahr sind die Kosten für SRL- massiv gestiegen auf 202.5 Mio. CHF (Vorjahreswert 56.2 Mio. CHF). Abbildung 7 zeigt die Kosten und durch den Vergleich mit den Vorjahreswerten lassen sich die zusätzlichen Kosten vor allem ab August 2022 in der zweiten Jahreshälfte 2022 verzeichnen.

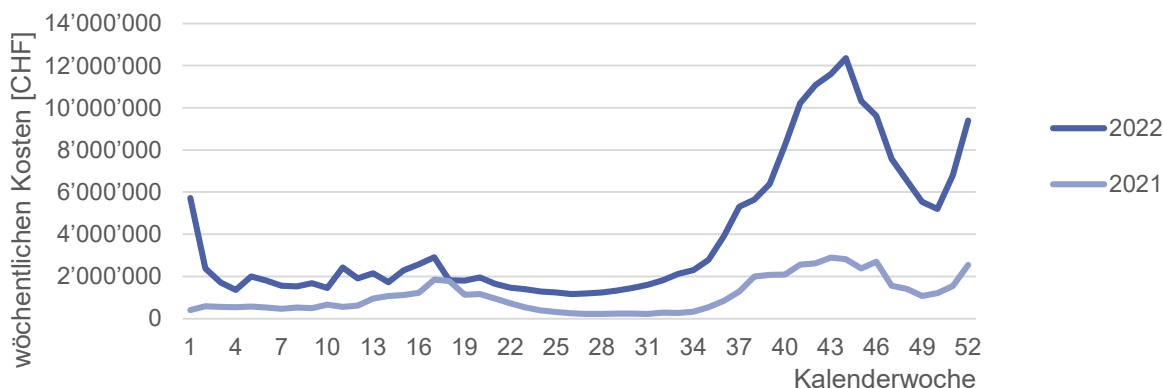


Abbildung 7: Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.

Im Vergleich zu SRL+ ist der Kostenanstieg in negativer Richtung noch stärker ausgeprägt. Der Jahresverlauf in Abbildung 7 zeigt, dass der Höchstwert Ende Oktober erreicht wird, mit einer anschliessenden Trendumkehr. Ende Jahr sind die Produkte in negativer Richtung in der Regel durch Sondereffekte im Zusammenhang mit den Weihnachtswochen gekennzeichnet. Im Zeitraum von August bis November wurden Massnahmen im Hinblick auf die winterliche Versorgungslage (Beschaffung Wasserkraftreserve 25.10.2022 und vorgezogene Beschaffung) ergriffen, die sich in diesem Jahr zum ersten Mal und in besonderer Weise auf die Bewirtschaftung der Speicherwassermengen auswirkten. Dies wird durch einen stärkeren Anstieg der wöchentlichen Produkte in negativer Richtung gegenüber denen in positiver Richtung bestätigt. Was kurzfristig zu höheren Beschaffungskosten führt, spiegelt sich theoretisch längerfristig in einer höheren Attraktivität dieser Märkte wider, insbesondere wenn das Preissignal längerfristig auf einem ähnlich hohen Niveau bleiben sollte.

2.4 Tertiärregelleistung

Tertiärregelleistung (TRL) wird in der Schweiz national in TRL+ und TRL- mit Wochen- und Tagesprodukten beschafft. Im Berichtsjahr wurden die Reservemengen für die Tertiärregelung auf der Grundlage der Neueinschätzung des internationalen Bedarfs angepasst. Dabei wurde die positive tertiäre Leistungsvorhaltung um 65 MW und die negative um 16 MW reduziert (TRL+ 480 MW, TRL-, 508 MW). Diesbezüglich sind die Jahresmittelwerte in Abschnitt 2.1 und Tabelle 1 angegeben.

In Abbildung 8 sind die angebotenen und zugeschlagenen Mengen des wöchentlichen Produkts dargestellt unterteilt in der regulären Beschaffung (a) und vorgezogenen Beschaffung (b). In Abbildung 9 sind die zugeschlagenen täglichen Mengen (Tagesdurchschnitt der 4-Stunden-Blöcke) zu den wöchentlichen Mengen dazugerechnet und ergeben den gesamthaften Bedarf seit Mitte Mai von 480 MW.

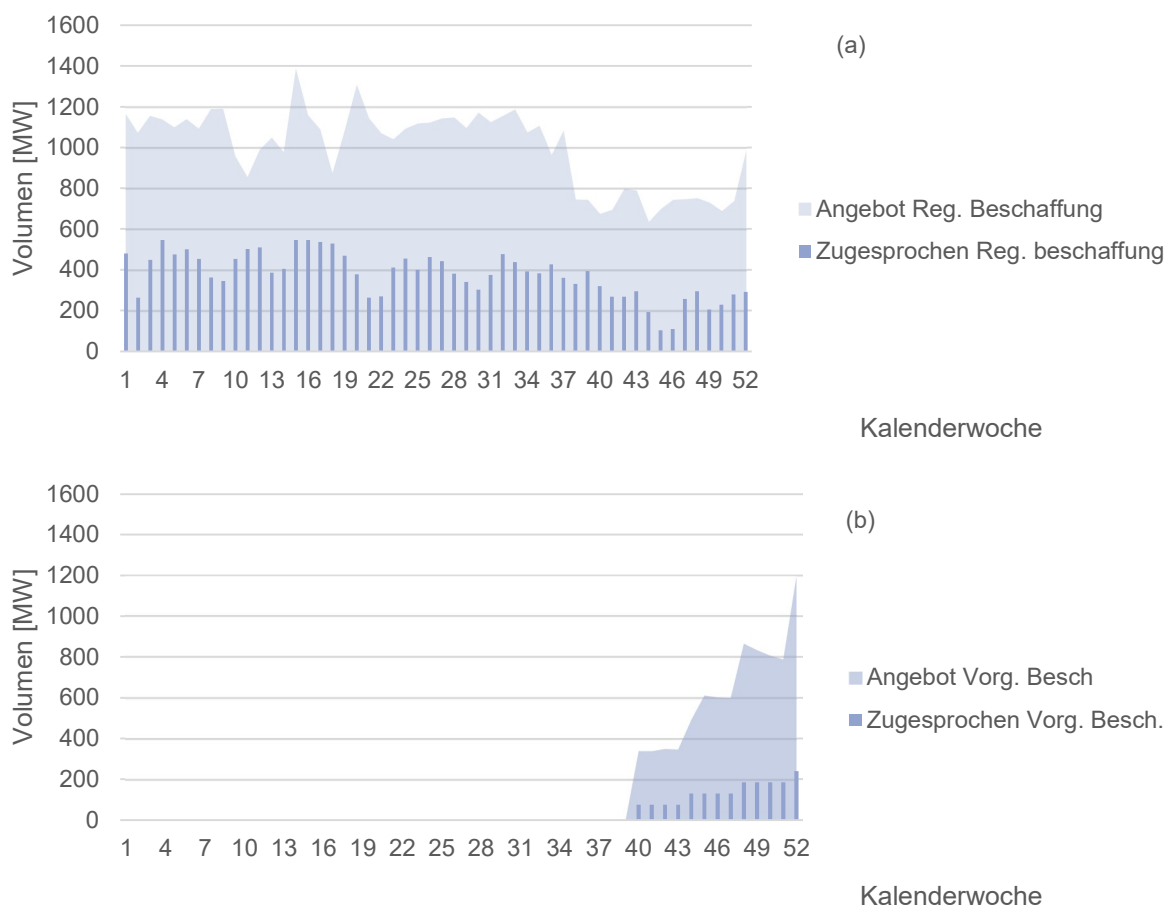


Abbildung 8: Volumen TRL+ Wochenprodukt. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 erfolgte von August bis November 2022 gestaffelt.

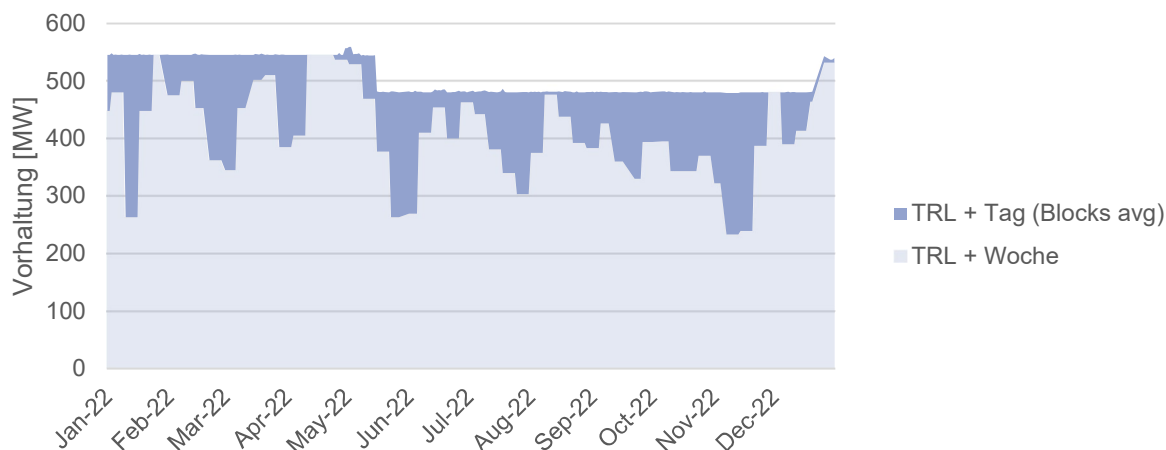


Abbildung 9: Aufsummierte Volumen TRL+ nach Wochenprodukt (inkl. vorgezogene Beschaffung) und Tagesprodukt.

Bis und mit Mai stehen den niedrigen Kosten des Jahres 2021 höhere Kosten im Jahr 2022 gegenüber. Danach konvergieren die beiden Kurven mit einem ähnlichen Trend bis zum Ende des Jahres (Abbildung 10), wobei auch die bereits erwähnte Verringerung der Mengennachfrage (-65 MW oder -12%) und die flexible Beschaffungsstrategie (vorgezogene Beschaffung, Wochen- und Tagesprodukten) zum tragen kommen. Letzteres ist in den folgenden Abbildungen 11 bis 12 dargestellt.

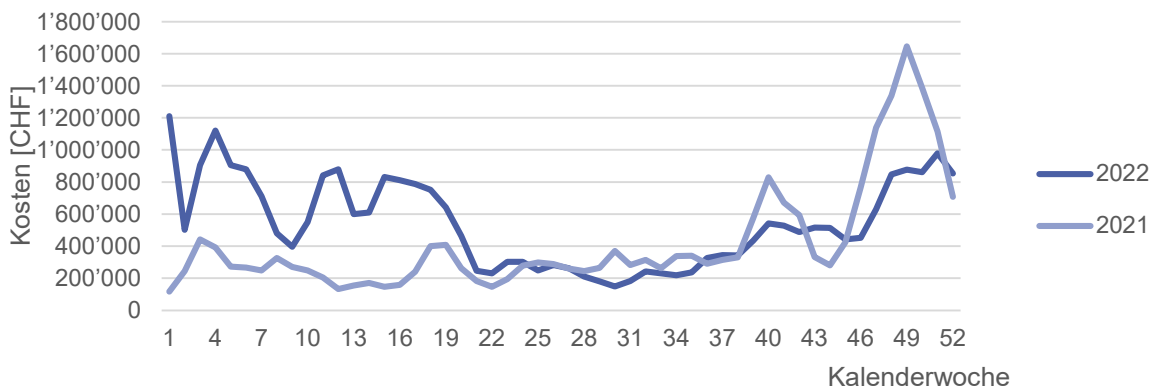


Abbildung 10: Kosten TRL+ Wochenprodukt.

Abbildung 11 zeigt die angebotenen und zugesprochenen Mengen für das TRL- Wochenprodukt. Die Vorgezogene Beschaffung für das Frühjahr fand auch bei diesem Produkt im September des Vorjahres statt, während die vorgezogene Beschaffung für den Winter 2022/2023 im Oktober (KW 40) begann.

Die gesamte beschaffte Menge TRL- wird in Abbildung 12 dargestellt, indem die wöchentlichen und täglichen beschafften Mengen addiert werden. Abhängig von den aktuellen Preisbedingungen können sich die beschafften Mengen zwischen SRL und TRL verändern. Dies war beispielsweise in den Wochen 13 und 17 der Fall, wie ein Kreuzvergleich von Abbildung 6 (höhere Mengen SRL in den genannten Wochen) und Abbildung 12 (entsprechend niedrigere Mengen TRL) zeigt.

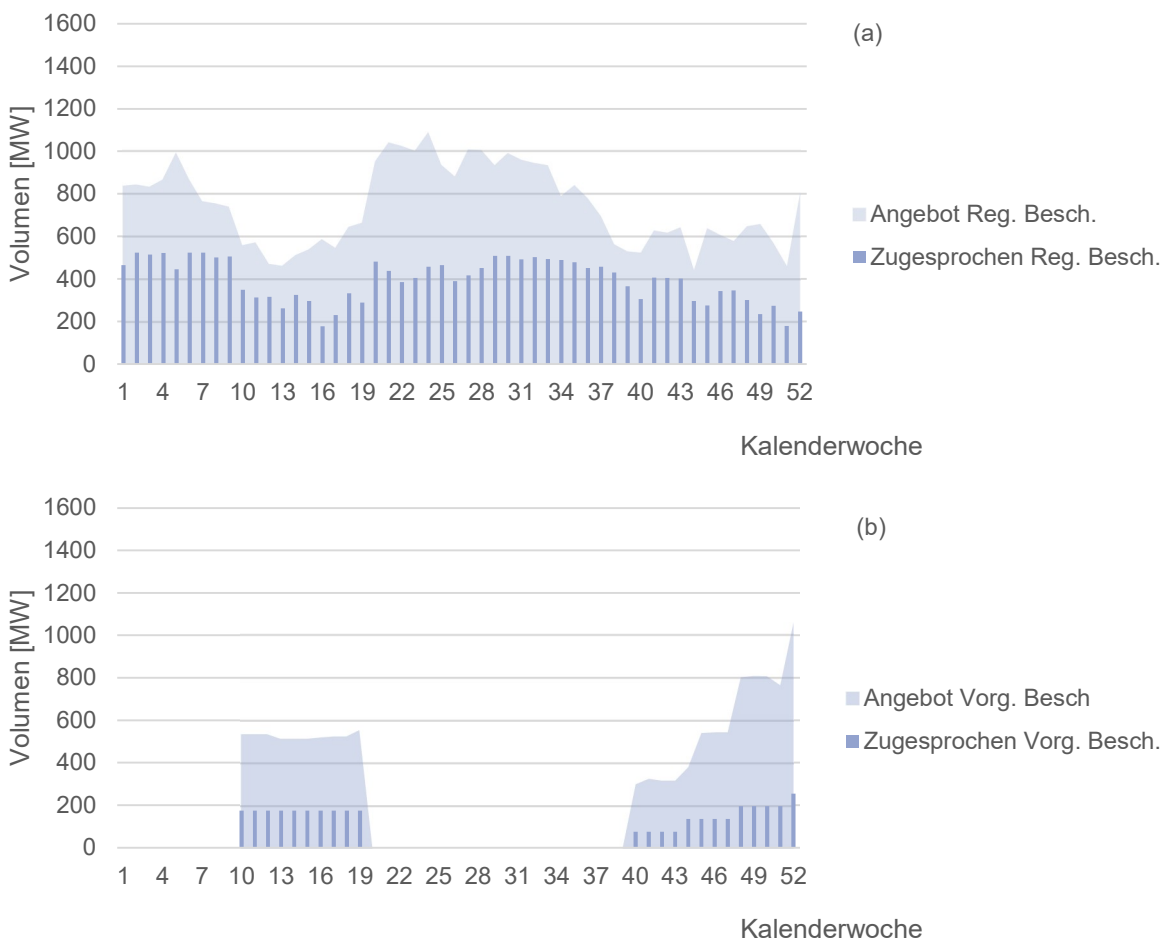


Abbildung 11: Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Die obere Grafik (a) zeigt die reguläre Beschaffung, während die untere Grafik (b) die vorgezogene Beschaffung zeigt. Die vorgezogene Beschaffung für die Wochen 40 bis 52 erfolgte von August bis November 2022 gestaffelt.

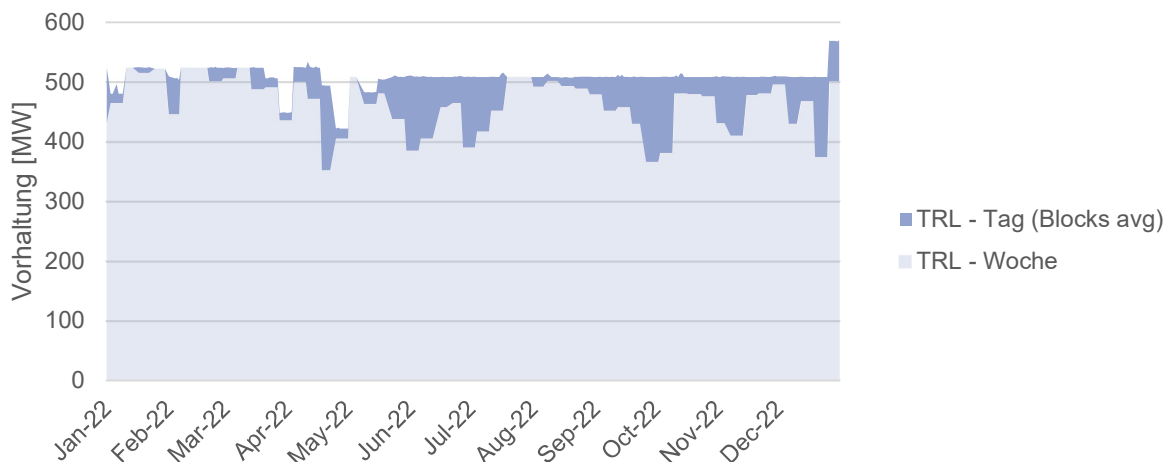


Abbildung 12: Aufsummierten Volumen TRL- nach Wochenprodukt (inkl. vorgezogene Beschaffung) und Tagesprodukt.

Die Auswirkungen auf die in Abbildung 13 dargestellten Kosten unterliegen ähnlichen Mechanismen, die im vorherigen Abschnitt über den SRL- Markt beschrieben wurden. Weiterhin wirkten sich die Bewirtschaftung der Speicherreserven in Zusammenhang mit den Wintermassnahmen auf die Kosten in der zweiten Jahreshälfte 2022 aus.

Auch die Attraktivität der TRL Märkte, sowohl in positive als auch in negativer Richtung, hat im Berichtsjahr weiter zugenommen. Vor allem wenn die Preissignale auf einem hohen Niveau bleiben, ist ein Anstieg der Marktteilnehmer und/oder der Angebotsmengen in den kommenden Jahren zu erwarten.

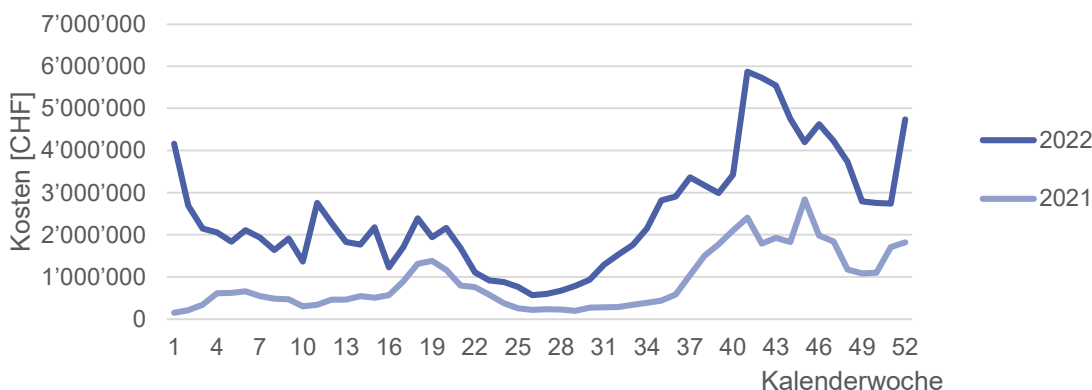


Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.

2.5 Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2022

Im Jahr 2020 erreichten die Kosten für die Leistungsvorhaltung ein Minimum von 49.4 Mio. CHF, während die Kosten für 2022 mit 497.7 Mio. CHF fast das Zehnfache betragen. Die Kosten der vorgezogenen Beschaffung wurden durch die Neueinführung einer stark verlängerten Vorhaltezeitraum und -menge beeinflusst und stiegen auf 115 Millionen CHF (oranger Balken in Abbildung 14). Ausschlaggebend dafür waren die Kosten der vorgezogenen Beschaffung für das Winterhalbjahr 2022/23. Die Kosten der vorgezogenen Beschaffung für das Frühjahr 2022 beliefen sich auf 16.9 Mio. CHF und lagen fast auf dem gleichen Niveau wie die Werte des Vorjahres (Durchschnitt 2016-2021: 17 Mio. CHF). Wie in den vorangegangenen Abschnitten konkret für die einzelnen Produkte analysiert, ist der Anstieg der regulären Beschaffung vor allem auf den historischen allgemeinen Preisanstieg auf dem Grosshandelsmarkt zurückzuführen. Die Marktentspannung, die im letzten Monat des Jahres 2022 einsetzte, wirkte sich auch auf die SDL-Märkte aus und führte zu einem Abwärtstrend des Preisniveaus vor allem bei den Produkten in negativer Richtung (SRL- und TRL-).

Die Entwicklung der Gesamtkosten seit 2009 ist in Abbildung 14 dargestellt. In dieser Darstellung sind die Kosten der regulären (blau) und vorgezogene (orange, seit Einführung in 2016) Beschaffung abgebildet.

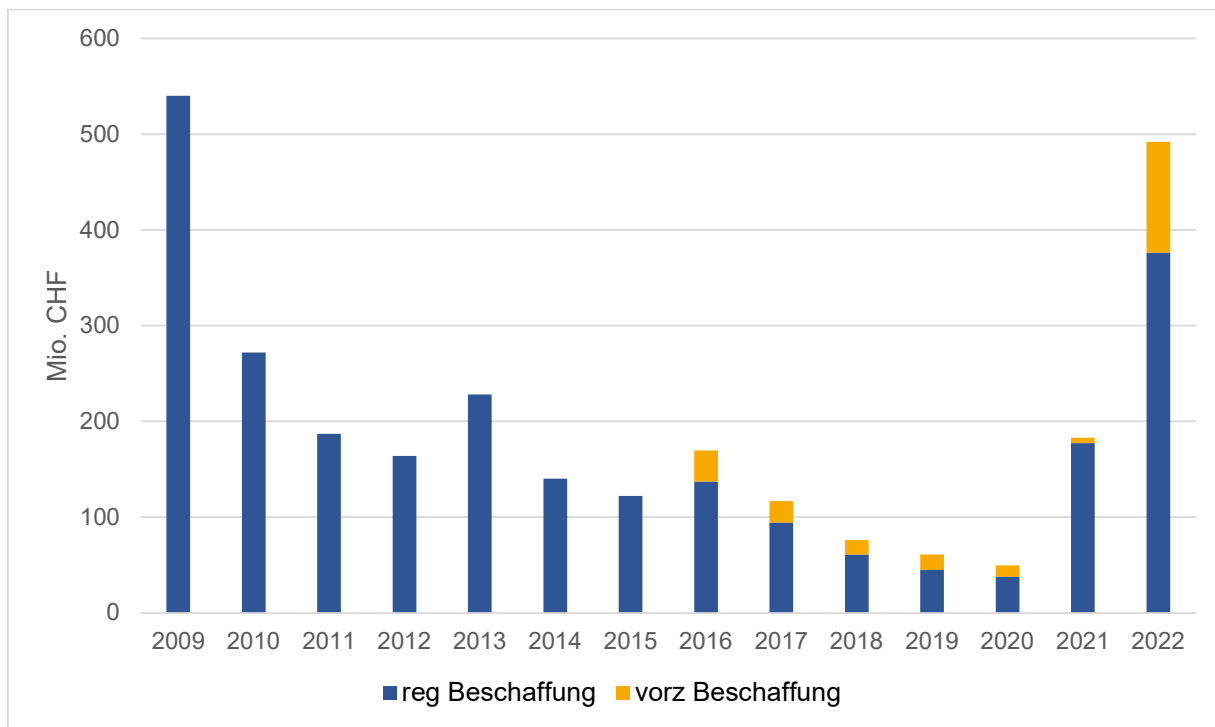


Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009.

Fast 70% der jährlichen Kosten im Jahr 2022 fielen in der zweiten Jahreshälfte an. Im Oktober wurde mit 91 Mio. CHF der höchste Monatswert seit der Einführung des SDL-Marktes im Jahr 2009 erzielt, während im November mit 82.2 Mio. CHF der dritthöchste Monatswert erreicht wurde.

Die Kostensituation ist eine Folge der Energiekrise in Europa und steht im Zusammenhang mit den Erwartungen einer Energiemangellage für den Winter 2022/2023. Gleichzeitig stand die Bewirtschaftung der Schweizer Speicherseen, die in der Schweizer Regelzone eine Schlüsselrolle spielen, im Mittelpunkt der Vorbereitungen auf eine mögliche Winterkrise. Dazu gehören die angeordnete Wasserkraftreserve und die im Vergleich zu den Vorjahren deutlich ausgeweitete vorgezogene Beschaffung von Regelleistung. Letztere bezieht sich auf alle Wochenprodukte (SRL+, SRL-, TRL+ und TRL-), während die Wasserkraftreserve Ende Oktober 2022 in einer einzigen Ausschreibung beschafft wurde. Insgesamt wurde eine Energiemenge von 400 GWh zu einem Durchschnittspreis von 739.97 EUR/MWh (Gesamtkosten von 296 Mio. Euro) beschafft.

Abgesehen von kurzfristigen Ereignissen, die die einzelnen Jahresergebnisse beeinflussen können (z.B. angespannte Winter/Frühjahrssituationen in 2013 und 2016), wird das Jahr 2022 als Krisenjahr in die Geschichte der Strommärkte eingehen. Nachfolgende Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Aufteilung der Gesamtkosten auf die verschiedenen Produkte der Regelleistung. Darin sind die Kosten der vorgezogenen Beschaffung direkt in den jeweiligen SRL und TRL Werte enthalten.

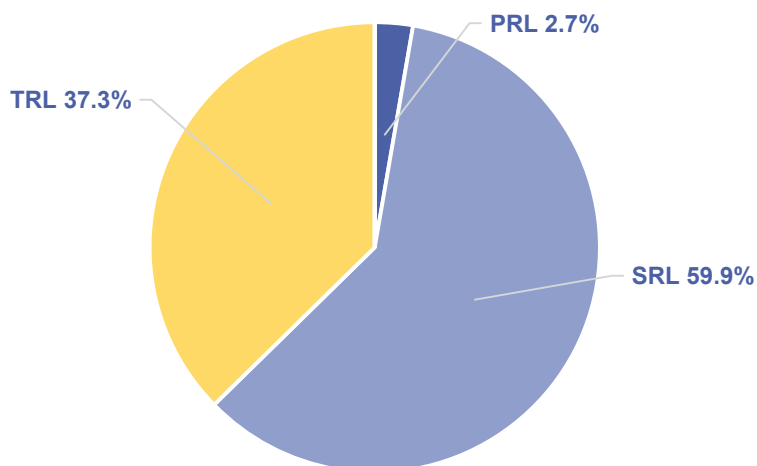


Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2022 in PRL, SRL und TRL.

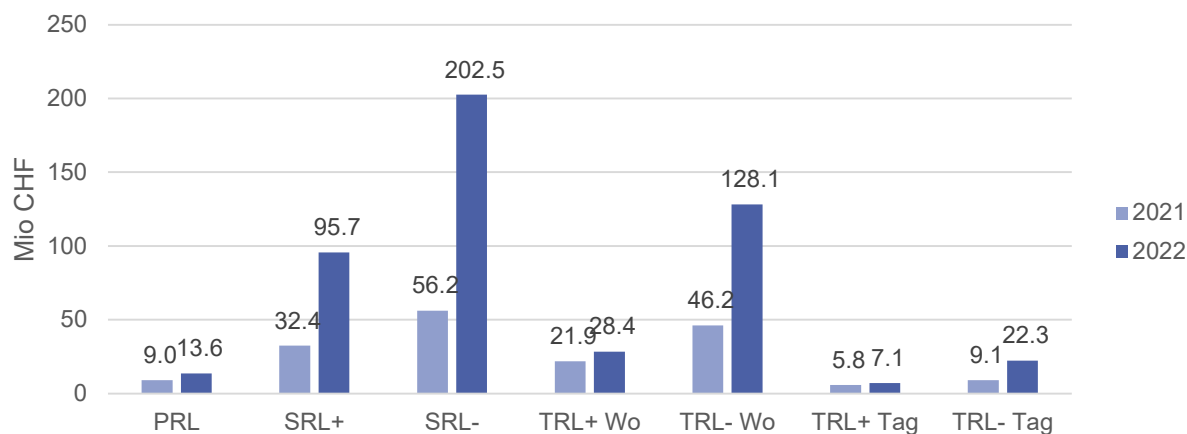


Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 und 2022 in einzelne Produkte.

Ein Kostenvergleich der Gesamtkosten der jeweiligen Produkte kann nur zusammen mit der Mengenbetrachtung vorgenommen werden, da für jedes Produkt unterschiedliche Mengen beschafft werden. Um die Kosten der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zu vergleichen, bietet sich der Kostenvergleich pro MW in Abbildung 17 an. Für die Tagesprodukte bei der Tertiärregelung wurde das Jahresmittel aufgrund der 4-Stunden-Angebotsblöcke gebildet. Dies ermöglicht eine direkte Gegenüberstellung der jeweiligen Kosten in der gewählten Einheit Franken pro MW.

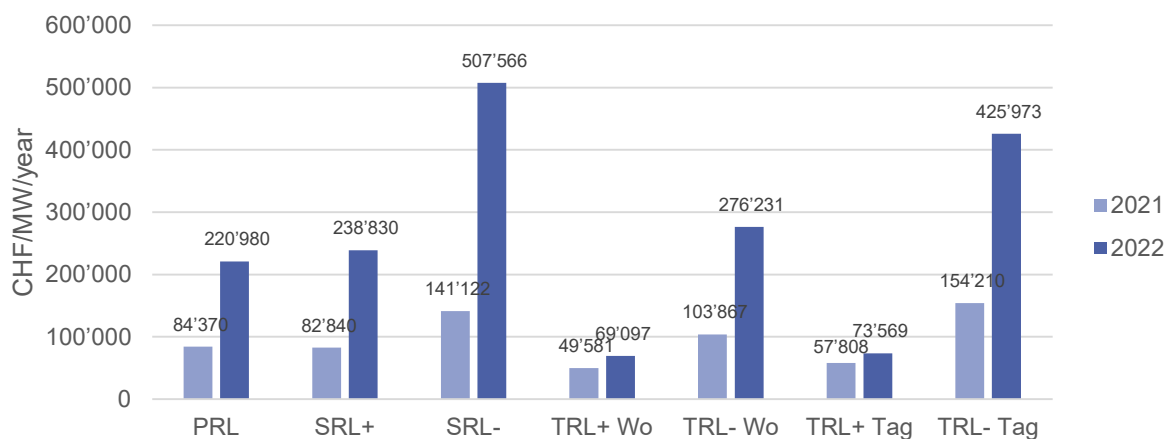


Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2021 und 2022.

Mit rund 507'500 Franken pro MW ist das Tagesprodukt der negativen Sekundärregelung am teuersten. Anschliessend folgt die negative Tertiärregelung (Tages- und Wochenprodukte). Bei den jeweiligen Tertiärregelprodukten ist – wie bei der Sekundärregelung – ein deutlicher Unterschied zwischen positiver und negativer Regelleistung zu beobachten. Die Produkte in negativer Richtung sind im Jahr 2022 wie auch im vorangegangenen Jahr 2021 am teuersten. Die mengenbereinigte Betrachtung zeigt, dass die positive Tertiärregelung das günstigste Produkt ist, gefolgt von der Primärregelung.

Während in der Primärregelung die Energie nicht entschädigt wird, werden in der Sekundär- und Tertiärregelung Gebote für die Energie abgegeben und separat abgerufen. Besonderes Augenmerk sollte auf die Sekundärregelung gelegt werden, wo im Berichtsjahr die Umstellung auf das PICASSO-System erfolgte und ab Juni 2022 auch separate Energiegebote in einem marktbasieren Verfahren abgerufen werden können. Die Analysen der Regelenergiepreise im Jahr 2022 und die langfristigen Entwicklungen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

3 Regelenergie

Im folgenden Kapitel werden die abgerufenen Mengen und Kosten der Regelenergie für 2022 dargestellt. Die Entwicklung der Mengen und Kosten wird im Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Vorjahr 2021, sowie aus den langfristigen abgerufenen Mengen und Kosten seit 2014 dargestellt. Die Datenquelle für die in diesem Kapitel vorgestellten Zahlen ist Swissgrid und IGCC für weitere Daten zur Imbalance Netting.

Mit der Einführung der Plattformen PICASSO und MARI wurden weitere Anpassungen am Marktdesign vorgenommen, welches für die Stabilisierung der Schweizer Regelzone eingesetzt wird. Bei der Sekundärregelenergie ersetzt seit Juni 2022 eine gebotsbasierte Energievergütung die bisherige indexierte Vergütung. Wie bei der Tertiärregelenergie erlaubt diese Änderung der SDV auch bei der Sekundärregelung, Gebote sowohl für positive als auch negative Regelenergie abzugeben, die insbesondere nicht mehr an die Leistungsvorhaltung gekoppelt sind. Die Mindestgebotsmenge beträgt +/- 5 MW und der Lieferzeitraum 15 Minuten. Das PICASSO-System ist das Zieldesign für Sekundärregelenergie (aFRR) in ganz Europa ([PICASSO \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)). Obwohl die Schweiz technisch für den Anschluss an die zentrale EU-Plattform bereit ist, hängt dieser Anschluss von laufenden Verfahren ab und ist nicht gesichert, solange der Abschluss der Verfahren den Anschluss ermöglichen würde oder eine formelle Zusammenarbeit mit der EU, z.B. durch ein Stromabkommen, besteht. Diese Bemerkung gilt nicht nur für die PICASSO-Plattform, sondern für alle Balancing-Plattformen.

Picasso ist ein marktbasierendes System, bei dem neben den mit der Leistungsvorhaltung verbundenen Energiemengen (SRL) zusätzliche freie Gebote abgegeben werden können. Insbesondere die Möglichkeit, auch eine kurze Lieferzeit anzubieten (15 Min. statt bisher 1 Woche), bedeutet, dass damit eine wichtige Eintrittsbarriere in den SRE-Markt beseitigt wird. Die Auswirkungen dieser Umstellung auf den SRE-Markt sowie auf benachbarte Märkte wie SRL oder TRE/TRL dürften sich in naher Zukunft deutlicher zeigen. Die EICom prüft derzeit die Effizienz der SRE Marktergebnisse im Hinblick auf die seit der PICASSO-Einführung realisierten Preisniveaus und Mengen. Eine Herausforderung dabei ist, dass die Auswirkungen um anderen Einflussfaktoren des aussergewöhnlichen Jahres 2022, bereinigt werden müssen.

Die Plattform MARI (schnelle Tertiärregelung, mFRR) wurde im August 2022 eingeführt und ermöglicht ebenfalls die Bereitstellung von reinen Energieprodukten mit einer Lieferfrist von 15 Minuten. Diese Plattform bietet eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit für Regelenergieprodukte zusätzlich zu den bestehenden tertiären Regelenergieprodukten, die nicht ersetzt wurden.

3.1 Berichtsjahr 2022

3.1.1 Abgerufene Regelenergie

Im Berichtsjahr wurden rund 361 Gigawattstunden (2021: 341 GWh) Sekundärregelenergie (positiv und negativ) und rund 492 Gigawattstunden (2021: 493 GWh) Tertiärregelenergie (positiv und negativ) abgerufen. Abbildung 18 zeigt die monatliche Verteilung der Abrufe. Im August 2022 wurde der Höchstwert der Abrufe in positiver Richtung (SRE+ und TRE+) von 25 GWh erreicht. Im April und Dezember wurden monatlich mehr als 30 GWh an negativer Tertiärregelenergie abgerufen.

		2022	2021	Veränderung
SRE +				
Abgerufene Menge	GWh	203	192	+5.8%
SRE -				
Abgerufene Menge	GWh	158	149	+5.6%
TRE +				
Abgerufene Menge	GWh	231	292	-21%
TRE -				
Abgerufene Menge	GWh	261	201	+30%

Tabelle 2: Abgerufene Regelenergie 2022.

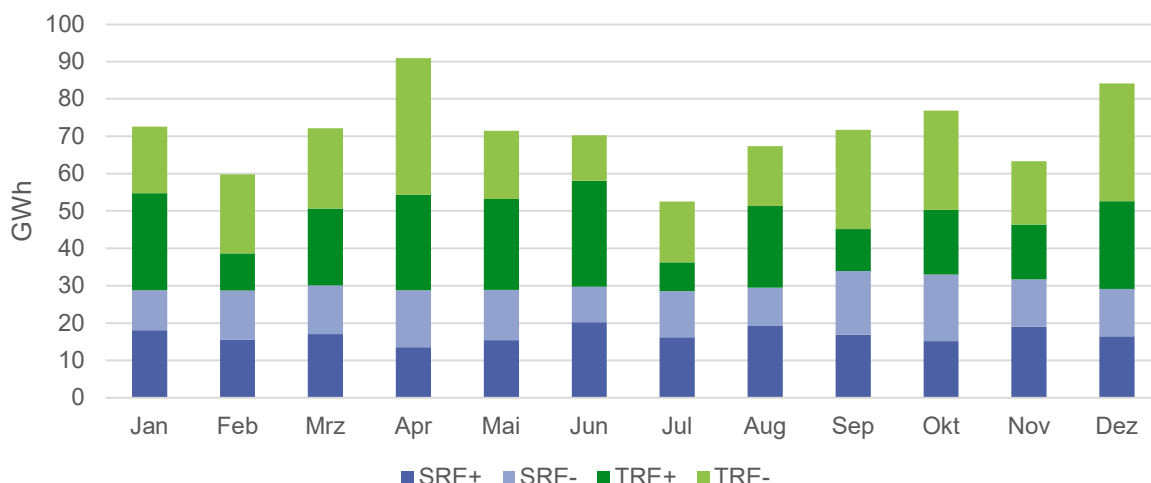


Abbildung 18: Menge SRE und TRE nach Produkt 2022.

3.1.2 Kosten Regelenergie

Die Gesamtkosten für Regelenergie betragen im Berichtsjahr 107.1 Mio. Euro. Dabei entfallen 66.9 Millionen Euro auf Sekundär- und 40.2 Mio. Euro auf Tertiärregelenergie. Der starke Kostenanstieg in den Sommermonaten, insbesondere für die Produkte in positiver Richtung, ist in Abbildung 19 deutlich zu erkennen, was mit dem Anstieg der Preise auf dem Grosshandelsmarkt und den damit verbundenen Opportunitätskosten zusammenhängt. Die folgende Tabelle zeigt einen überdurchschnittlichen Anstieg der SRE+ Kosten mit einem Plus von 190% im Vergleich zum Vorjahr. Eine Ausweitung in negativer Richtung hat ebenfalls stattgefunden, allerdings in geringerem Umfang (-79%), wobei sich die Mehreinnahmen für SRE+ auf 21.9 Mio. Euro belaufen, verglichen mit dem Vorjahreswert von 12.2 Mio. Euro.

		2022	2021	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	88.7	30.6	+190%
SRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	-21.9	-12.2	-79%
TRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	62.7	41.2	+52%
TRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	-22.5	-15.7	-44%

Tabelle 3: Absolute Kosten Regelenergie 2022.

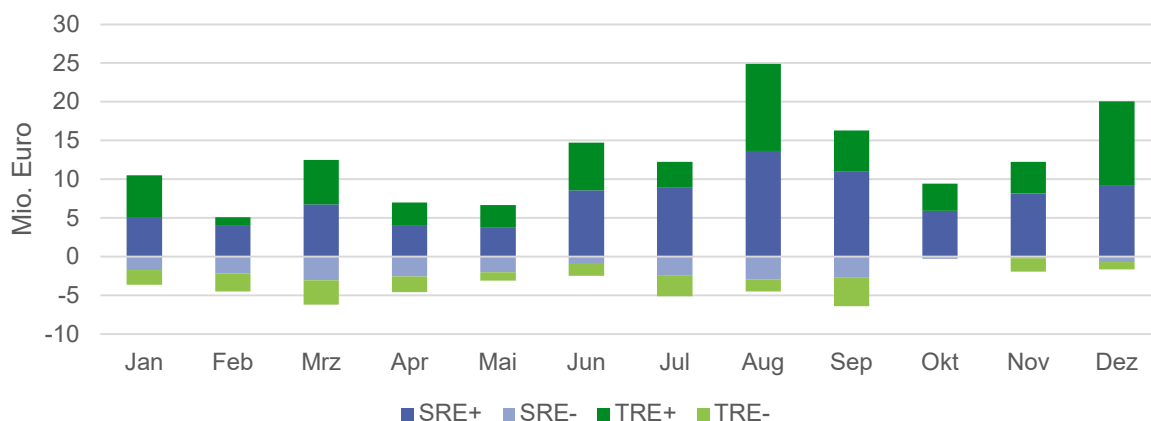


Abbildung 19: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2022.

3.1.3 Imbalance Netting Plattform (früher International Grid Control Cooperation)

Swissgrid ist seit 2012 Mitglied der International Grid Control Cooperation (IGCC), die seit 2021 als IN-Plattform (Imbalance Netting) benannt wird. Im Berichtsjahr ist der serbische TSO EMS der Plattform beigetreten. Derzeit sind insgesamt 25 Länder und 28 Übertragungsnetzbetreiber an der Plattform beteiligt.

Die Zusammenarbeit stellt sicher, dass die Mitglieder einen erheblichen Teil der Regelenergie nicht aktivieren müssen, indem sie gleichzeitige Aktivierungen in entgegengesetzter Richtung aufheben. Wenn beispielsweise Land A einen positiven Bedarf von 100 MW und Land B einen negativen Bedarf von -100 MW haben, haben beide Länder einen Vorteil, wenn keine Aktivierung erfolgt.

Im Jahr 2022 wurden dank der internationalen Zusammenarbeit bei der IGCC allein in der Schweiz 420.36 GWh eingespart, was einem monetären Wert von 27.34 Millionen Euro entspricht. Der Durchschnittspreis beträgt demnach 65.0 Euro/MWh. Ein Ausschluss aus der Kooperation würde bedeuten, dass die Schweiz diese Mengen mit eigenen inländischen Regelenergieprodukten abdecken müsste und dafür ihre eigenen Reserven einsetzen müsste. Umgekehrt müssten die anderen Mitglieder der Kooperation ihre Ungleichgewichte ohne die Schweizer Reserven ausgleichen, was im Allgemeinen zu einer deutlichen Verschlechterung der Effizienz des Netzsicherheitsbetriebs und zu einem Anstieg der Kosten für die Endverbraucher in allen beteiligten Ländern führt. Die für die Schweiz relevanten Monatswerte sind in Abbildung 20 dargestellt.

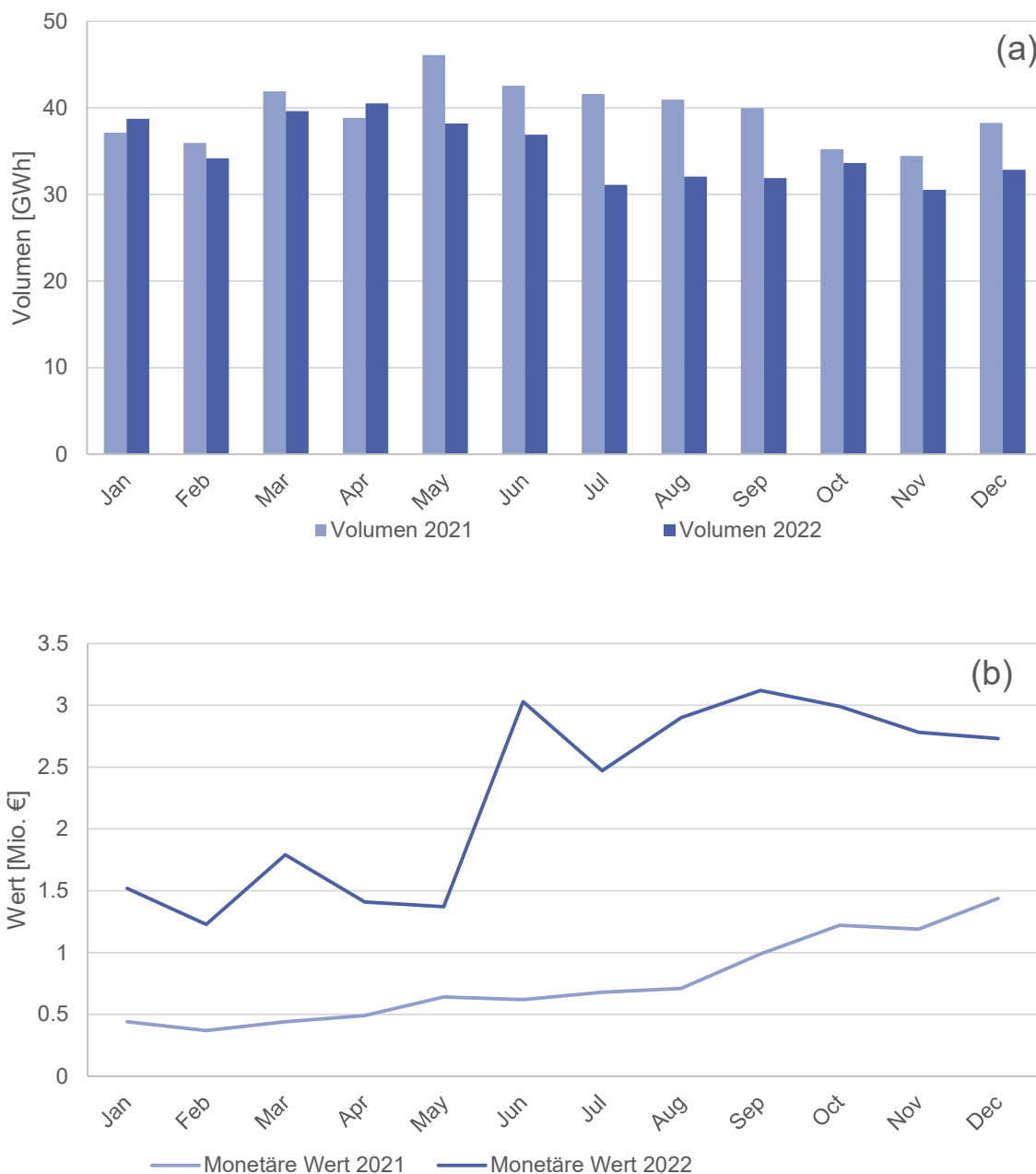


Abbildung 20: Volumen (a) und Monetäre Wert (b) von «Netted imbalances» im Jahr 2022 und 2021¹.

3.2 Langjährige Entwicklung seit 2014

3.2.1 Abgerufene Menge Regelernergie

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der gesamten abgerufenen Sekundär- und Tertiärregelenergie zwischen 2015 und 2022. Von 2019 bis 2021 wurde ein Anstieg der Mengen beobachtet. Im Jahr 2022 blieb der Gesamtwert mit 853 GWh ungefähr auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr (834 GWh).

¹ Quelle: IGCC Report on Social Welfare

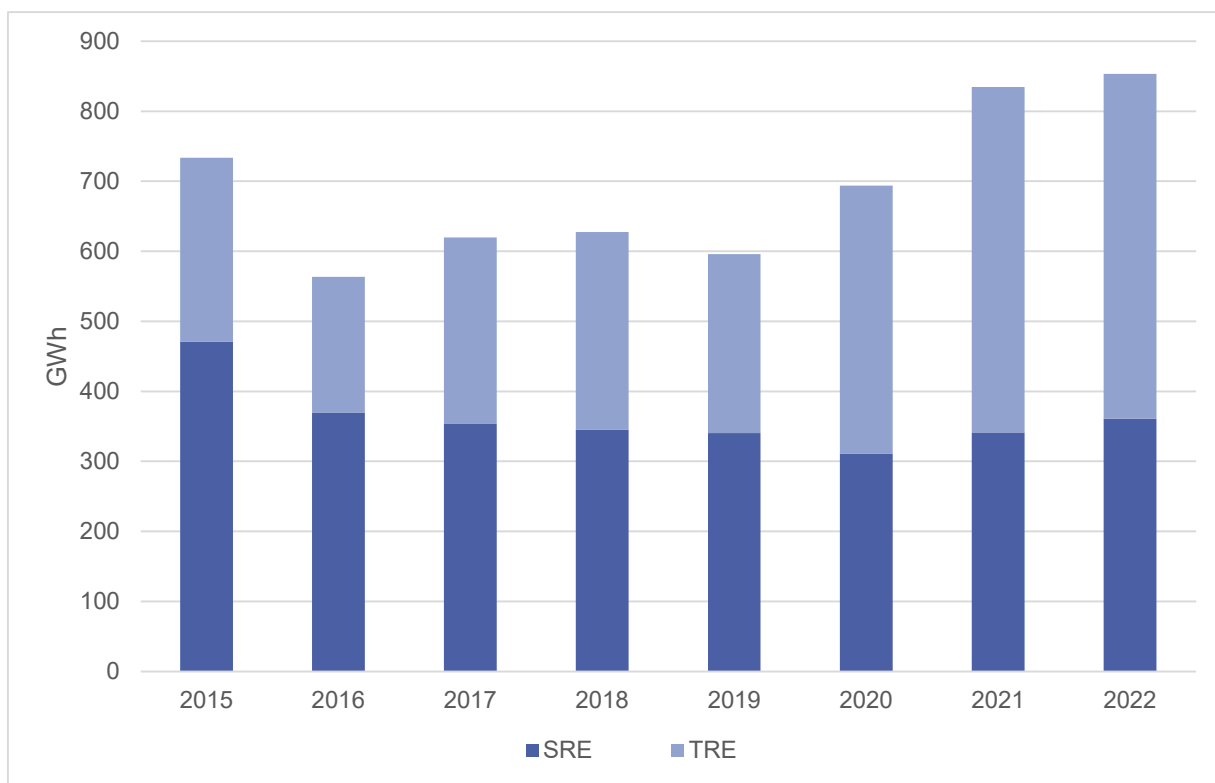


Abbildung 21: Menge SRE und TRE von 2015 bis 2022.

Die Aufteilung nach Produkt ist in Tabelle 2 oben dargestellt und eine langfristige Übersicht ist in Abbildung 22 unten zu sehen. Daraus ist ersichtlich, dass die Nachfrage nach SRE+ und SRE- im Jahr 2022 mit den historischen Werten vergleichbar ist. Ausserdem ist der Trend zur erhöhten Nachfrage nach TRE+ gestoppt; 2022 wurde weniger TRE+ (-21%), aber mehr TRE- (+30%) abgerufen.

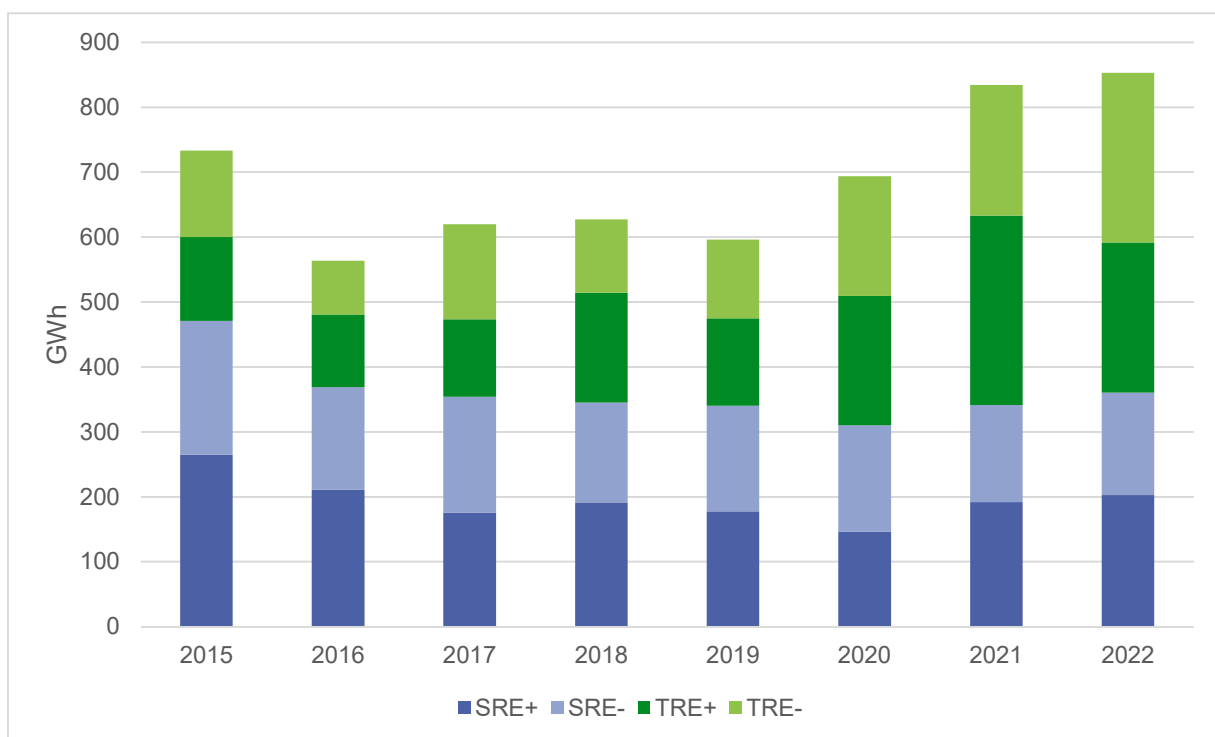


Abbildung 22: Menge Regelenergie nach Produkt 2015 bis 2022.

3.2.2 Kosten Regelenergie

Abbildung 23 zeigt einen Überblick über die Nettokosten der Regelenergie zwischen 2015 und 2022. Der exponentielle Anstieg im Jahr 2022 ist eindeutig auffällig. Sowohl die tertiäre als auch die sekundäre Regelenergie haben deutlich höhere Kosten verursacht, die in der Geschichte noch nie registriert wurden. Zum Vergleich: Im Monat August 2022 wurden Kosten in Höhe von 20.3 Millionen Euro verzeichnet, was in günstigen Jahren etwa dem Wert eines ganzen Jahres entspricht.

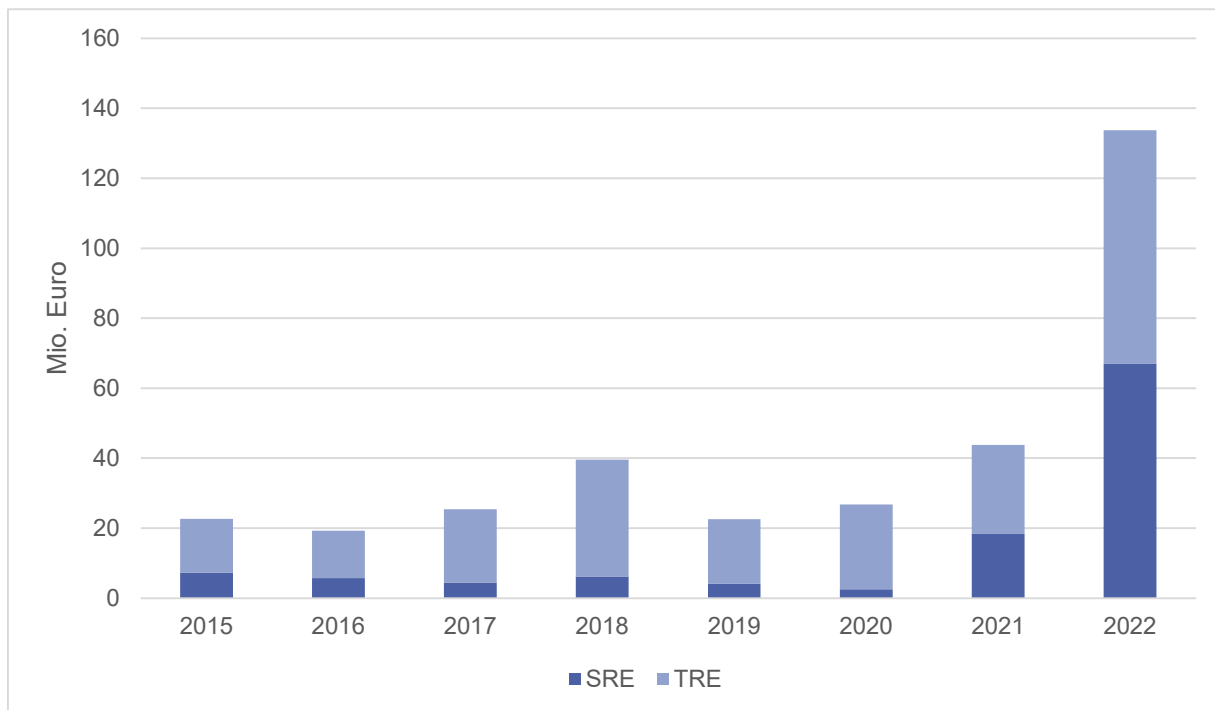


Abbildung 23: Nettokosten SRE und TRE 2015 bis 2022.

Wie aus Abbildung 21 und Tabelle 3 hervorgeht, ist die Gesamtmenge der abgerufenen Regelenergie zwischen 2021 und 2022 in etwa gleichgeblieben, während die Kosten für Sekundärregelenergie im gleichen Zeitraum vor dem Hintergrund hoher Preise an den Spot- und Terminmärkten weit überproportional gestiegen sind. Darüber hinaus fand, wie bereits erwähnt, im Juni 2022 die Umstellung auf das zu Beginn dieses Kapitels 3 beschriebene PICASSO-System statt.

Abbildung 24 zeigt eine detailliertere Darstellung der absoluten Kosten mit der Aufteilung in positive und negative Kosten für jedes Produkt.

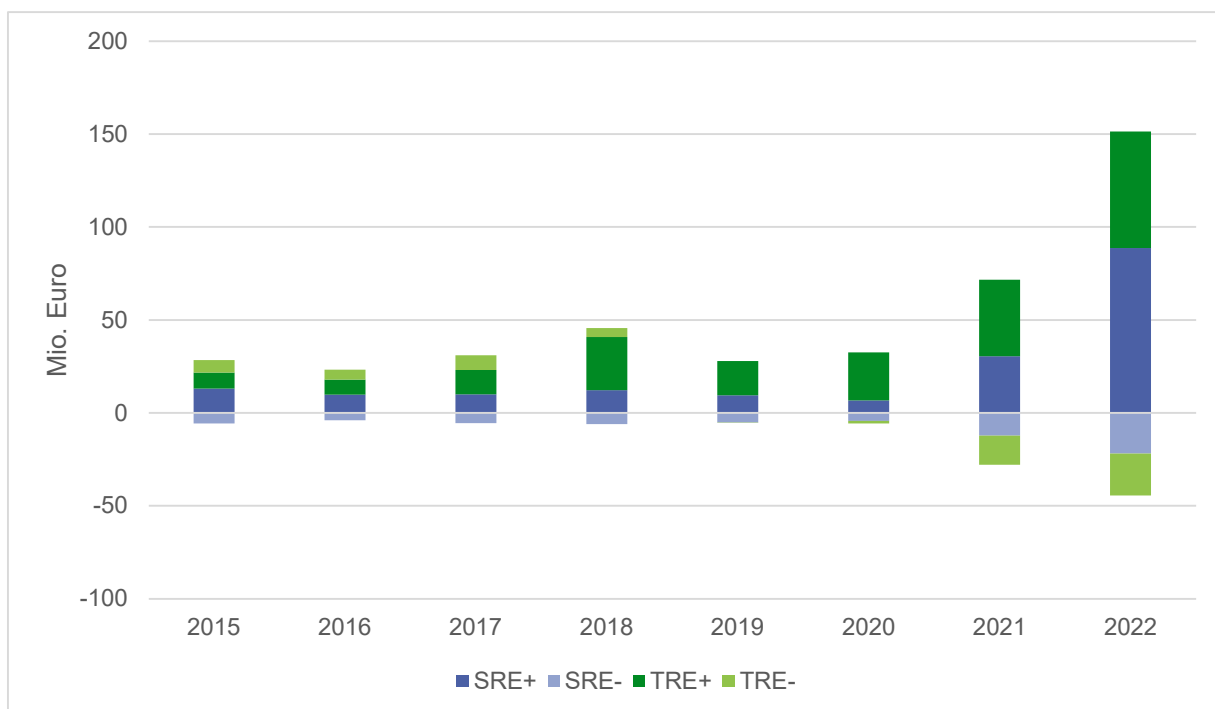


Abbildung 24: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2015 bis 2022.

Die hohen Kosten im Jahr 2018 wurden durch hohe Ungleichgewichte verursacht, aber das ist letztlich weniger relevant als der Kostenanstieg im Jahr 2021 und noch mehr im Jahr 2022, sowohl in positiver als auch negativer Richtung.

Wie bei den Leistungsvorhaltung, zeigt eine Gesamtkostenbetrachtung aufgrund von Unterschieden im Abrufvolumen nicht das ganze Bild. Daher zeigt Abbildung 25 die durchschnittlichen Kosten pro abgerufener MWh. Bei positiver Tertiärregelleistung lässt sich bis 2018 ein Anstieg der Kosten pro MWh beobachten. Nach einer Abflachungsphase sind die Kosten wieder auf 271.54 Euro/MWh im Jahr 2022 gestiegen. Die Kosten für negative Tertiärregelenergie waren 2019 (- 1,3 Euro/MWh) und 2020 (- 8,1 Euro/MWh) leicht negativ, während sie 2022 mit -86,15 Euro/MWh am niedrigsten waren und sogar unter den -77,91 Euro/MWh von 2021 lagen. Es ist zu beachten, dass negative Preise für negative Einspeiserichtungen durch Opportunitäten auf anderen Märkten verursacht werden und im Abwärtstrend der negativen Preise der Anstieg der Opportunitäten auf dem Grosshandelsmarkt und anderen kurzfristigen Märkten nachgewiesen werden kann. Für Swissgrid bedeuten negative Preise Einnahmen anstelle von Kosten.

Bei der Sekundärregelenergie sind die SRE+ Durchschnittskosten mit einem Jahresdurchschnitt von 437.13 Euro/MWh (159.26 Euro/MWh im Vorjahr) am stärksten angestiegen, während SRE- auf -138,62 Euro/MWh gesunken ist (Vorjahr -81.78 Euro/MWh). Die Durchschnittspreise zeigen erneut, dass der Kostenanstieg im Jahr 2022 nicht durch gestiegene Abrufmengen bzw. höhere Ungleichgewichte verursacht wird, wie der Anstieg im Jahr 2021 teilweise erklärt wurde. Vielmehr ist er auf gestiegene Opportunitätskosten in Grosshandels- und andere Kurzfristmärkten zurückzuführen.

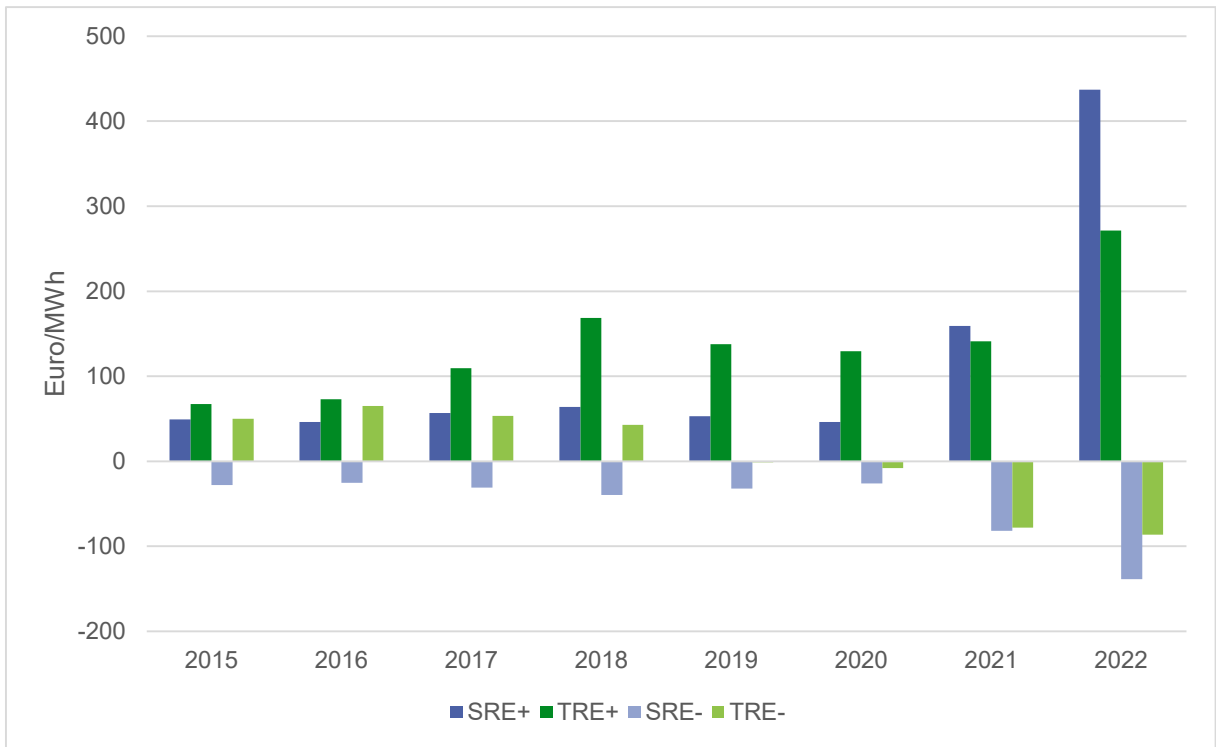


Abbildung 25: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2015 bis 2022.

4 Fazit

Der Bericht Regelleistung und Regelenergie 2022 gibt einen Überblick über die Funktionsweisen, die Mengen und die Kosten der für die Regelzone Schweiz eingesetzten Regelleistung und Regelenergie. Die höchsten Kosten pro vorgehaltenen MW sind bei den Produkten mit negativer Lieferrichtung entstanden, wobei die negative Sekundärregelenergie am teuersten ist. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Preisdifferenz zwischen negativer und positiver Lieferrichtung ausgeweitet. Die hohen Preise an den Grosshandelsmärkten war eindeutig ein Treiber, was auch daran zu erkennen ist, dass fast 70% der jährlichen Kosten für Regelenergieprodukte in der zweiten Jahreshälfte angefallen sind. Im Oktober 2022 wurde mit 91 Mio. CHF der höchste Monatswert seit der Einführung des SDL-Marktes im Jahr 2009 erzielt, während im November mit 82.2 Mio. CHF der dritthöchste Monatswert erreicht wurde.

Bei der Regelenergie sind die absoluten Kosten für Sekundärregelenergie höher als für Tertiärregelenergie. Die mengenbereinigte Betrachtung zeigt die höchsten Kosten für positive Sekundärregelenergie.

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Gesamtkosten für Regelenergie und Regelleistung, verteilt auf die verschiedenen Produktkategorien. Diese Gesamtkosten im Jahr 2022 belaufen sich auf 604.5 Mio. CHF. Die Kosten für Regelleistung belaufen sich auf 497.7 Mio. CHF und die Kosten für Regelenergie auf 106.9 Mio. CHF. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten für Regelenergie über den Ausgleichsenergiepreismechanismus auf die Bilanzgruppen umgelegt werden. Ein daraus resultierender Gewinn reduziert die Kosten für die Systemdienstleistungen (Art. 15. Abs. 3 StromVG), die den Endverbrauchern über den Systemdienstleistungstarif in Rechnung gestellt werden.

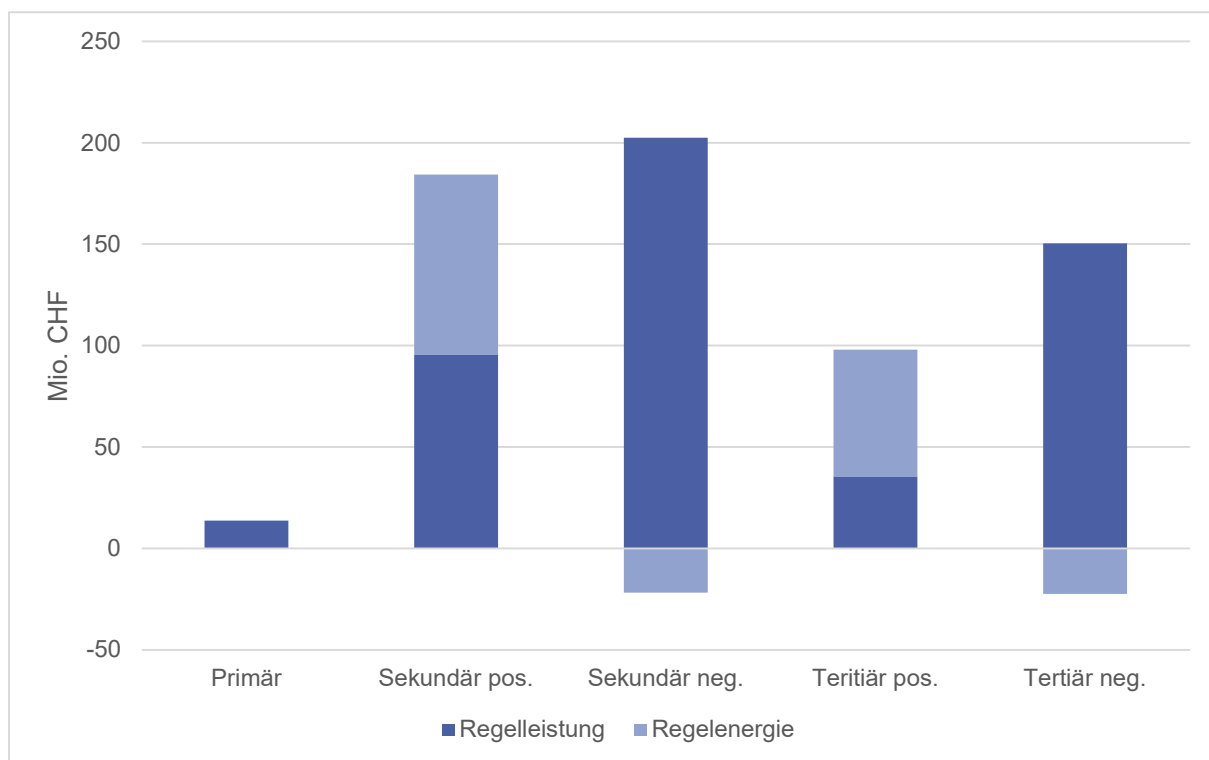


Abbildung 26: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2022, Quelle: Swissgrid, Berechnung EICom

Damit die Regelenergiekosten anschaulicher werden, können die einzelnen Produkte mit dem durchschnittlichen Energiepreis verglichen werden. Der Energiepreis bietet sich an, da für die Nutzung der Regelenergie aufgrund des Ausspeiseprinzips kein Netznutzungsentgelt anfällt. Der mediane Energiepreis für feste Endverbraucher in der Schweiz (Verbrauchsprofil H4) betrug im Jahr 2022 CHF 7.94 Rp./kWh und im Jahr 2023 CHF 13.08 Rp./kWh. Dabei ist zu beachten, dass dieser Preis jährlich im August des Vorjahres festgelegt wird. Ein weiterer Vergleich ist der Jahresdurchschnitt des

SwissIX-Spotpreisindex, der 2022 bei CHF 28.11 Rp./kWh lag. Die folgende Tabelle 4 zeigt zum Vergleich die Regelenergiekosten in den Jahren 2021 und 2022 sowie die absolute Veränderung in Rappen pro Kilowattstunde.

		2022	2021	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	43.62	17.22	+26.40
SRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	-13.83	-8.84	-4.99
TRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	27.1	15.26	+11.84
TRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	-8.6	-8.42	-1.74

Tabelle 4: Spezifische Regelenergiekosten in CHF/MWh nach Produkt 2021 und 2022

5 Anhang

5.1 Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AEPM	Ausgleichsenergiepreismechanismus
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FCR	Frequency Containment Reserves
IGCC	International Grid Control Cooperation
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PRE	Primärregelenergie
PRL	Primärregelleistung
RD	Redispatch
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (SR 734.7)
StromVV	Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (SR 734.71)
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange
TRE	Tertiärregelenergie
TRL	Tertiärregelleistung
TSO / ÜNB	Transmission System Operator / Übertragungsnetzbetreiber

