



Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021

Bericht der ElCom

Aktenzeichen: ElCom-324-13



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
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 Datenquelle	6
2 Regelleistung	6
2.1 Beschaffungsmengen Regelleistung 2021	6
2.2 Primärregelleistung	7
2.3 Sekundärregelleistung	9
2.4 Tertiärregelleistung	11
2.5 Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2021	14
3 Regelenergie	18
3.1 Berichtsjahr 2021	18
3.1.1 Abgerufene Regelenergie	18
3.1.2 Kosten Regelenergie	19
3.1.3 International Grid Control Cooperation	20
3.2 Langjährige Entwicklung seit 2014	21
3.2.1 Abgerufene Menge Regelenergie	21
3.2.2 Kosten Regelenergie	22
4 Fazit	26
1 Anhang	28
1.1 Abkürzungsverzeichnis	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regelenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid	4
Abbildung 2: PRL Volumen nach Monat.	8
Abbildung 3: PRL Kosten nach Monat.	8
Abbildung 4: Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.	9
Abbildung 5: Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche.....	10
Abbildung 6: Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.	10
Abbildung 7: Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.	11
Abbildung 8: Volumen TRL+ Wochenprodukt.....	11
Abbildung 9: Aufsummierten Volumen TRL+ nach Wochenprodukt und Tagesprodukt.	12
Abbildung 10: Kosten TRL+ Wochenprodukt.....	12
Abbildung 11: Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.	13
Abbildung 12: Aufsummierten Volumen TRL- nach Wochenprodukt und Tagesprodukt.	13
Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.....	14
Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009 (Balken) und langjährige Entwicklung seit 2009.....	15
Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 in PRL, SRL und TRL.....	16
Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 in einzelne Produkte.....	16
Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2021.	17
Abbildung 18: Menge SRE und TRE nach Produkt 2021.	19
Abbildung 19: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2021.....	20
Abbildung 20: Monetären Wert und Volumen von «Netted imbalances» im Jahr 2021. Datenquelle: IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021	21
Abbildung 21: Menge SRE und TRE von 2014 bis 2021.....	21
Abbildung 22: Menge Regelenergie nach Produkt 2014 bis 2021.....	22
Abbildung 23: Nettokosten SRE und TRE 2014 bis 2021.....	23
Abbildung 24: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2014 bis 2021.	24
Abbildung 25: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2014 bis 2021.....	25
Abbildung 26: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2021, Quelle: Swissgrid, Berechnung EICom	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorgehaltene Regelleistung 2021.	7
Tabelle 2: Abgerufene Regelenergie 2021.	18
Tabelle 3: Absolute Kosten Regelenergie 2021.....	19
Tabelle 4: Spezifische Regelenergiekosten in Rp./kWh nach Produkt 2020 und 2021.....	27

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 Regelenergie erfolgt für die meisten Produkte automatisch, nur einen Teil der Tertiärregelenergie kann ebenfalls manuell abgerufen werden. Nachfolgende Abbildung veranschaulicht den beschriebenen Ablauf.

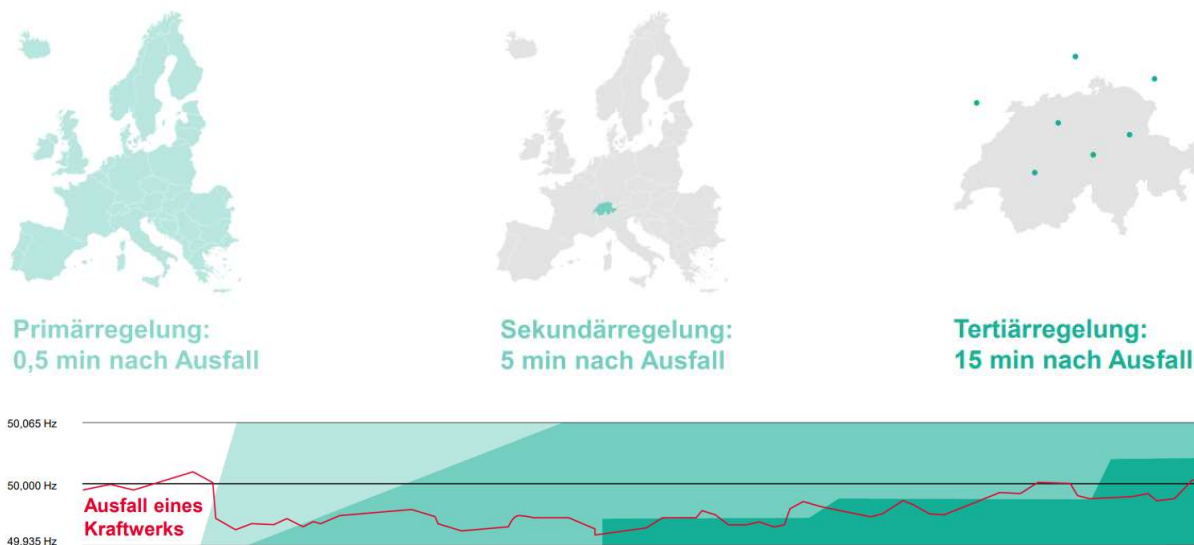


Abbildung 1: Schematischer Ablauf Regellenergieeinsatz. Quelle: Swissgrid

Die EICom 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 Regelenergie.

Der vorliegende Bericht ist Teil dieser Überwachung und gibt Einblick in die eingesetzten Mengen und die damit verbundenen Kosten für das Jahr 2021 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.

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.

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 der Sekundärregelenergie ist an den Schweizer Börsenpreis (SwissIX) gekoppelt. 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 2.5) 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, in der Regel 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 Datenquelle

Wenn nicht ausdrücklich anders angegeben, ist die Datenquelle Swissgrid.

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 2021 und die langjährige Entwicklung zwischen 2009 und 2021 dargestellt.

Die Festlegung der Beschaffungsmenge von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung erfolgt auf Basis internationaler Normen. Die Beschaffungsmenge der PRL wird jährlich von der 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.

2.1 Beschaffungsmengen Regelleistung 2021

Im Berichtsjahr wurden die Vorhaltemengen der Tertiärregelleistung aufgrund der Erfüllung der neuen internationalen Vorgaben angepasst. Dabei wurde die positive Tertiärregelleistungsvorhaltung um 145 MW und die negative Tertiärregelleistungsvorhaltung um 255 MW erhöht. Allein diese Erhöhung hat beträchtliche Kostenfolge wie in den folgenden Abschnitten detailliert diskutiert wird. Die Vorhaltemengen, aufgeteilt nach Produkt, sind in Tabelle 1 aufgeführt.

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 2021 wurden dabei 265 MW Sekundärregelleistung und 175 MW negative Tertiärregelleistung bereits im September 2020 vorzeitig beschafft. Primärregelleistung sowie die fehlende Menge an Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung wurden über die reguläre Beschaffung sichergestellt.

		2021	2020	Veränderung	
PRL +/- (symmetrisch)					
Bedarf	MW	67	65	+2	+3.1%
Zugesprochene Menge (Durchschnitt)	MW	67	65	+2	+3.1%
SRL +					
Bedarf	MW	400	400	-	-
Zugesprochene Menge (Durchschnitt)	MW	391	397	-6	-1.5%
SRL -					
Bedarf	MW	400	400	-	-
Zugesprochene Menge (Durchschnitt)	MW	398	377	+14	+3.7%
TRL +					
Bedarf	MW	545	400	+145	+36.3%
Zugesprochene Menge Wochenauktion (Durchschnitt)	MW	442	312	+130	+41.7%
Zugesprochene Menge Tagesauktion (Durchschnitt)	MW	101	95	+6	+6.3%
TRL -					
Bedarf	MW	524	269	+255	+194.8%
Zugesprochene Menge Wochenauktion (Durchschnitt)	MW	445	208	+237	+113.9%
Zugesprochene Menge Tagesauktion (Durchschnitt)	MW	59	61	-2	-3.3%

Tabelle 1: Vorgehaltene Regelleistung 2021.

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 Markteintrittsanzreize und technische Bedingungen für neue Regelenergieanbieter und Technologien geschaffen werden. Ein Beispiel dafür ist die laufende Diskussion über die Richtwerte am minimal Energieinhalt eines sogenannten «Limited Energy Reservoir» (LER). Diese Diskussionen haben zum Ziel die Definition von klare und einheitliche Bedingungen für alle Marktteilnehmer.

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, die Zugänglichkeit und die Attraktivität dieses Marktes zu verbessern. Abbildung 2 zeigt die relevanten Mengen an Primärregelleistung für die Schweiz. Die blaue Fläche entspricht den durchschnittlichen monatlichen Angebotsmengen, während die roten Balken den schweizerischen Bedarf von 67 MW darstellen.

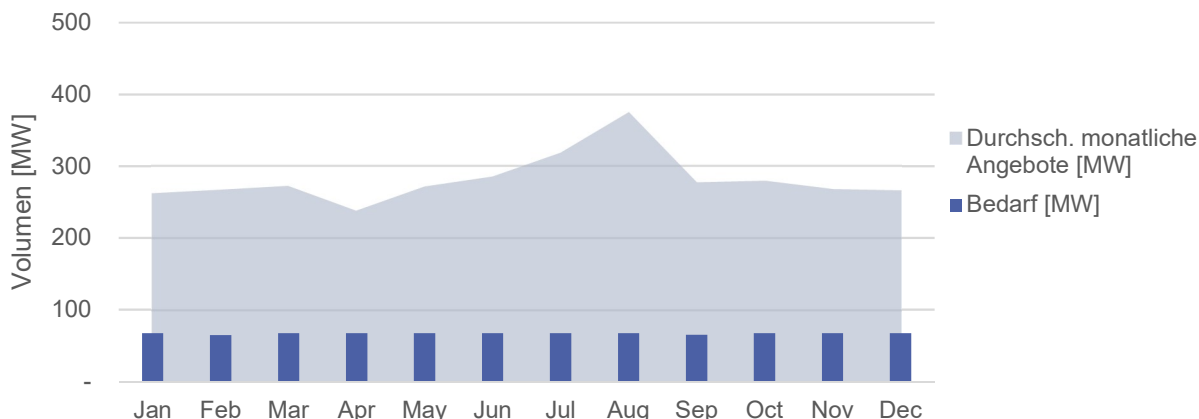


Abbildung 2: PRL Volumen nach Monat.

Die Gesamtkosten für die Beschaffung von Primärregelleistung im Jahr 2021 betragen 9.0 Mio. CHF und sind in Abbildung 3 nach Monat aufgeführt. Ein klarer und anhaltender Kostenanstieg ist eindeutig erkennbar und wohl das Ergebnis von mehreren sich überlagernden Effekten. Die wichtigsten davon werden nachfolgend näher erläutert.

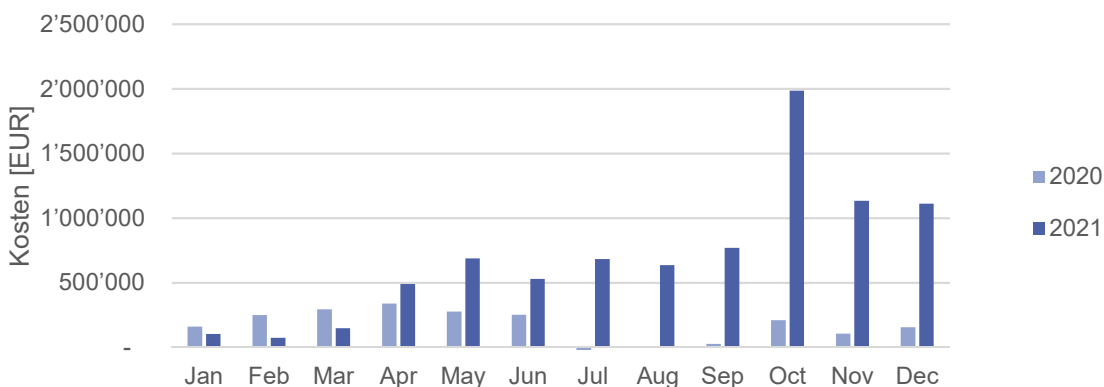


Abbildung 3: PRL Kosten nach Monat.

Die hohen Vorhaltekosten im Frühjahr 2021 (April, Mai) stehen im Zusammenhang mit der nur langsam voranschreitenden Schneeschmelze und der deutlich unter dem Median der Vorjahre liegenden Höhe der Speicherreserven. Dies zeigt sich auch daran, dass die Regelleistungsprodukte mit negativer Lieferrichtung deutlich teurer waren als die Produkte mit positiver Lieferrichtung, wie in den nächsten Abschnitten deutlicher zu sehen sein wird.

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. In den Monaten Juli und August 2020 wurden in der Schweiz aufgrund der frühen Phase der Marktumstellung und aufgrund eines verstärkten Exports von PRL und der Kostenabrechnungen des neuen Produkts zwischen den TSOs Einnahmen anstelle von Kosten generiert. Im Monat September 2020 lagen die Kosten ebenfalls sehr tief.

Schliesslich haben sich 2021 der in der zweiten Jahreshälfte eingetretene historisch starke Anstieg der Preise am Grosshandelsmarkt und die damit verbundenen Opportunitätskosten massiv auf die Preise der PRL-Beschaffung ausgewirkt. Der Kostenanstieg fand auf allen europäischen Märkten statt und konnte im konkreten Fall auch durch die internationale Beschaffungsstrategie und den Pay-as-cleared Entschädigungsmechanismus nicht verhindert werden.

Der Einfluss von Marktpreise ist auch bei allen anderen Produkten der Regelleistung und Regelenergie deutlich sichtbar. Im Monat Oktober 2021 wurden in der gesamten PRL-Kooperation mehr als doppelt so hohe Beschaffungskosten registriert wie im Vormonat. Der Durchschnittspreis ist von 15.40 EUR/MWh im September zu 39.78 EUR/MWh in Oktober gestiegen.

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. Weitere Optimierungen des Marktdesigns sind ab 2022 mit der Einführung der europäischen PICASSO-Plattform geplant. Für die Kalenderwochen 10 bis 19 fand die Vorgezogene Beschaffung im September des Vorjahres statt, was in den Abbildung 4 und Abbildung 6 durch den blauen Balken und blauen eingezeichneten Flächen dargestellt ist. 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.

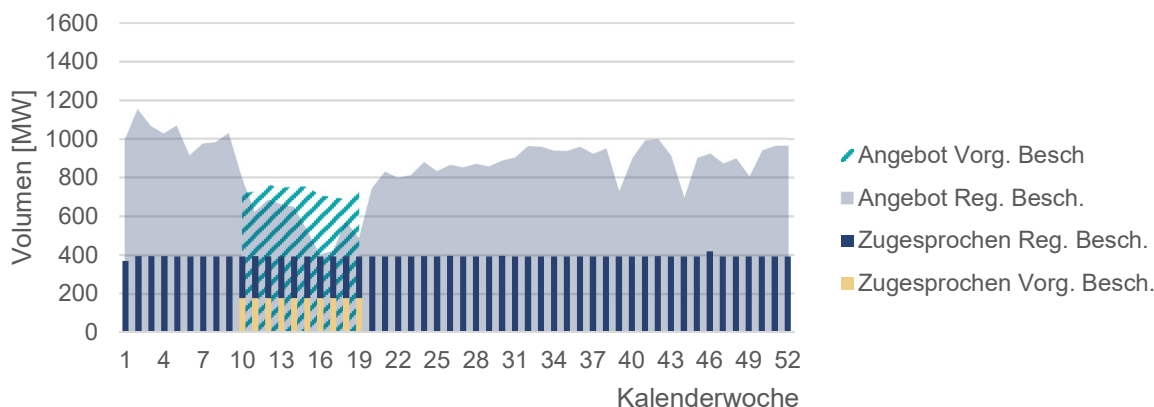


Abbildung 4: Positive SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.

Die Kostenentwicklung der positiven Sekundärregelleistung unterliegt ähnlichen Dynamiken, wie bereits im vorherigen Abschnitt über PRL beschrieben. Der Anstieg der Grosshandelsmarktpreise in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 wirkt sich eindeutig auch auf die SRL Kosten aus. Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, tritt der Kostenanstieg ab Juli 2021 (Woche 35) ein, mit einem weiteren starken Anstieg ab November 2021. Weiterhin wirkten sich die geringeren Speicherreserven und die späte Schneeschmelze im April und Mai 2021 auf den Kostenanstieg bei SRL+ aus, der im Vergleich zu den Vorjahreswerten sichtbar ist. Dieser Effekt ist in Abbildung 7 noch deutlicher zu sehen, in der die SRL- Kosten dargestellt sind.

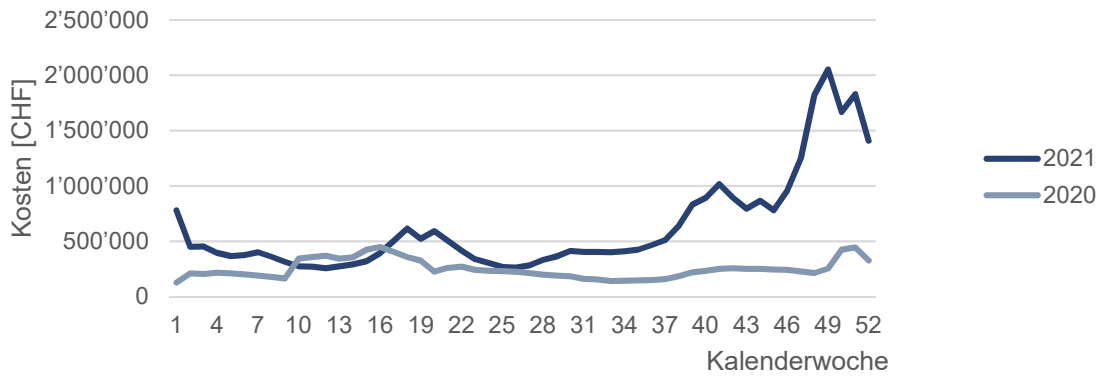


Abbildung 5: Positive SRL Kosten nach Kalenderwoche.

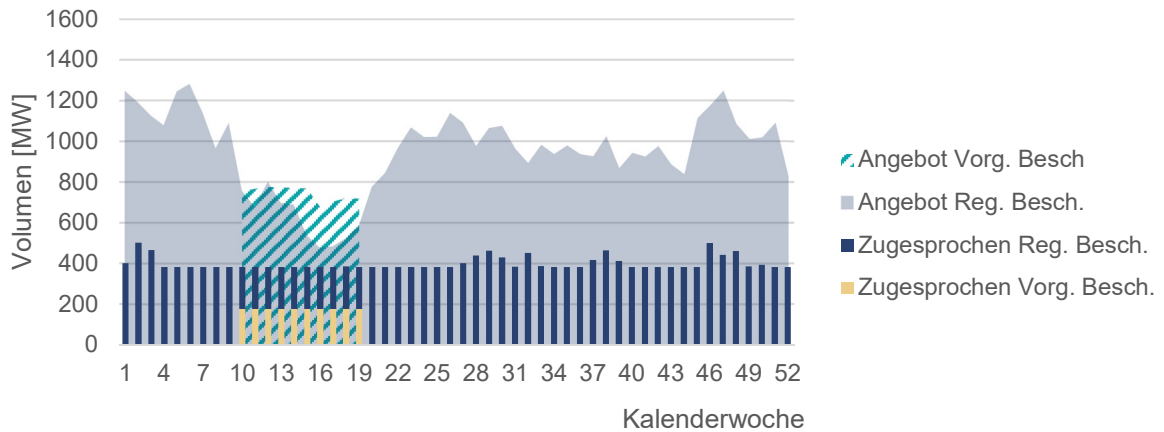


Abbildung 6: Negative SRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.

Im Berichtsjahr sind auch die Kosten für SRL- insgesamt gestiegen. Abbildung 7 zeigt die Kosten und durch den Vergleich mit den Vorjahreswerten lassen sich die zusätzlichen Kosten im April/Mai und vor allem ab Kalenderwoche 35 (Ende August) in der zweiten Jahreshälfte 2021 verzeichnen.

Analog zu SRL+, ist der Kostenanstieg deutlich. Was kurzfristig zu höheren Beschaffungskosten führt, wird sich längerfristig möglicherweise in einer höheren Attraktivität dieser Märkte widerspiegeln, vor allem wenn das Preissignal längerfristig auf einem ähnlich hohen Niveau bleiben soll.

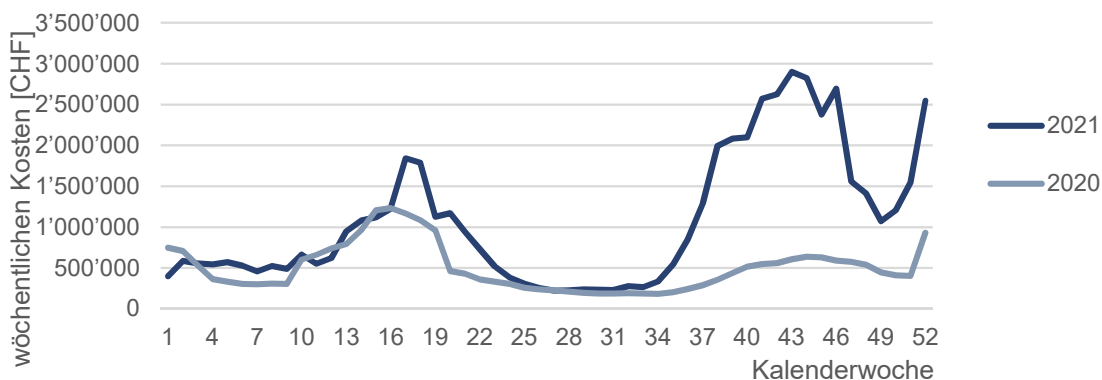


Abbildung 7: Negative SRL Kosten nach Kalenderwoche.

2.4 Tertiärregelleistung

Die Tertiärregelleistung (TRL) wird in der Schweiz national in TRL+ und TRL- beschafft. Im Berichtsjahr wurden die Vorhaltungsmengen der Tertiärregelleistung aufgrund der Erfüllung der neuen internationalen Vorgaben angepasst. Dabei wurde die positive Tertiärregelleistungsvorhaltung um 145 MW und die negative Tertiärregelleistungsvorhaltung um 255 MW erhöht (s. Abschnitt 2.1 und Tabelle 1).

Die Beschaffung von TRL+ wird in wöchentlichen und täglichen Auktionen durchgeführt. In Abbildung 8 sind die angebotenen und zugesprochenen Mengen des wöchentlichen Produkts dargestellt. In Abbildung 9 sind die zugesprochenen täglichen Mengen (Tagesdurchschnitt der 4-Stunden-Blöcke) zu den wöchentlichen Mengen dazugerechnet und ergeben den neuen gesamthaften Bedarf von 545 MW.

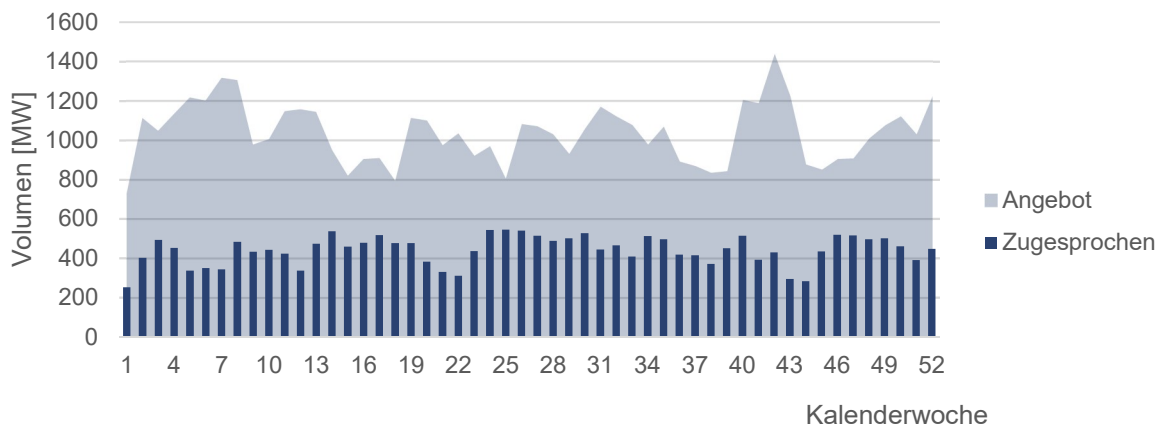


Abbildung 8: Volumen TRL+ Wochenprodukt.

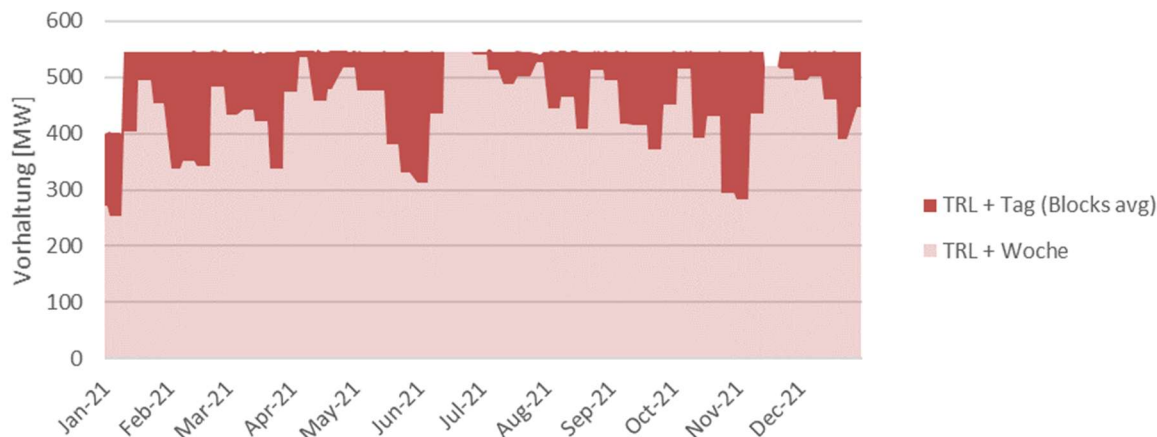


Abbildung 9: Aufsummierten Volumen TRL+ nach Wochenprodukt und Tagesprodukt.

Allein der Anstieg der Beschaffungsmengen hatte erhebliche Auswirkungen auf die Kosten. Zudem werden bei unveränderter Angebotsstruktur die Kosten für die zusätzlich benötigten Mengen überproportional steigen. Die Begründung dafür ist, dass die zusätzliche Nachfrage gleichzeitig durch die teureren Angebote gedeckt werden muss, die sonst nicht zugeschlagen worden wären. Der Anstieg erfolgte in der zweiten Woche Januar 2021 und prägte somit die Kostenentwicklung für das gesamte Jahr 2021 sowohl für TRL + (Abbildung 10) als auch für TRL- (Abbildung 13). Der bereits in den vorherigen Abschnitten festgestellte Einfluss der Grosshandelsmarktpreise ist auch bei der Kostenentwicklung der Tertiärregelleistung sichtbar.

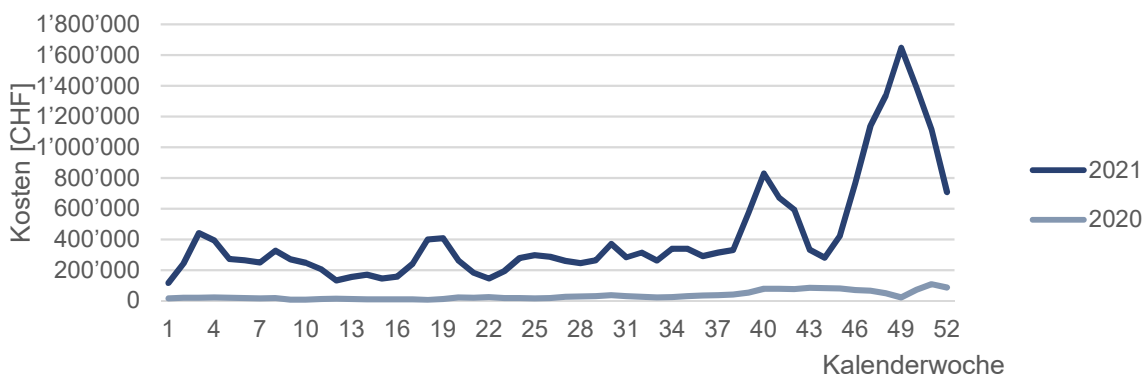


Abbildung 10: Kosten TRL+ Wochenprodukt.

Abbildung 11 zeigt die angebotenen und zugesprochenen Mengen für das TRL- Wochenprodukt. Die Vorgezogene Beschaffung fand auch für dieses Produkt im September des Vorjahres statt.

Die beschaffene Gesamtmenge TRL- hat sich mit 524 MW im Vergleich zu den 269 MW des Vorjahres fast verdoppelt (s. Abschnitt 2.1 und Tabelle 1). Dies wird in Abbildung 12 durch die Aufsummierung der wöchentlich und täglich beschafften Mengen und den Anstieg in der ersten Woche des Jahres deutlich. Je nach den aktuellen Preisverhältnissen können die Beschaffungsmengen zwischen SRL und TRL variieren, was in Abbildung 6, Abbildung 11 und Abbildung 12 (zweiten Jahreshälfte) zu sehen ist.

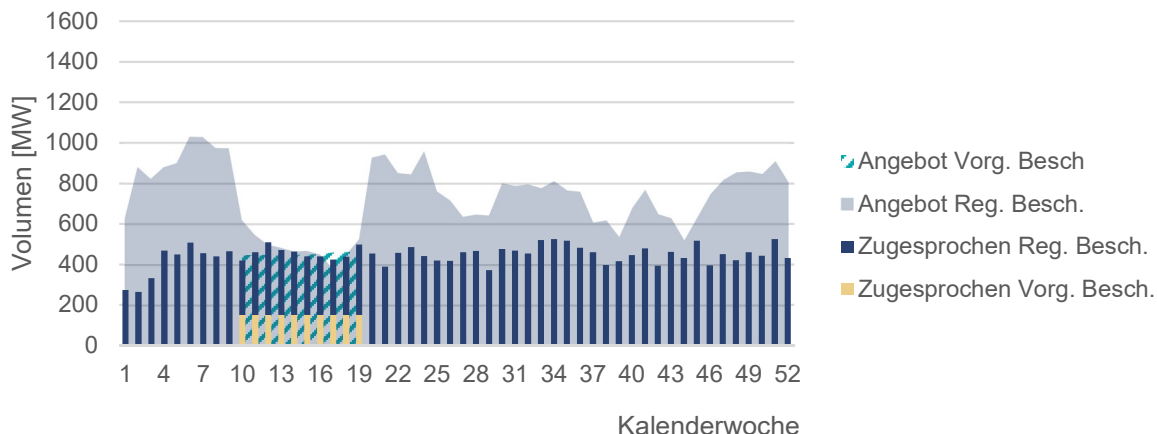


Abbildung 11: Negative TRL Volumen nach Kalenderwoche. Die Vorgezogene Beschaffung erfolgt im September des Vorjahres.

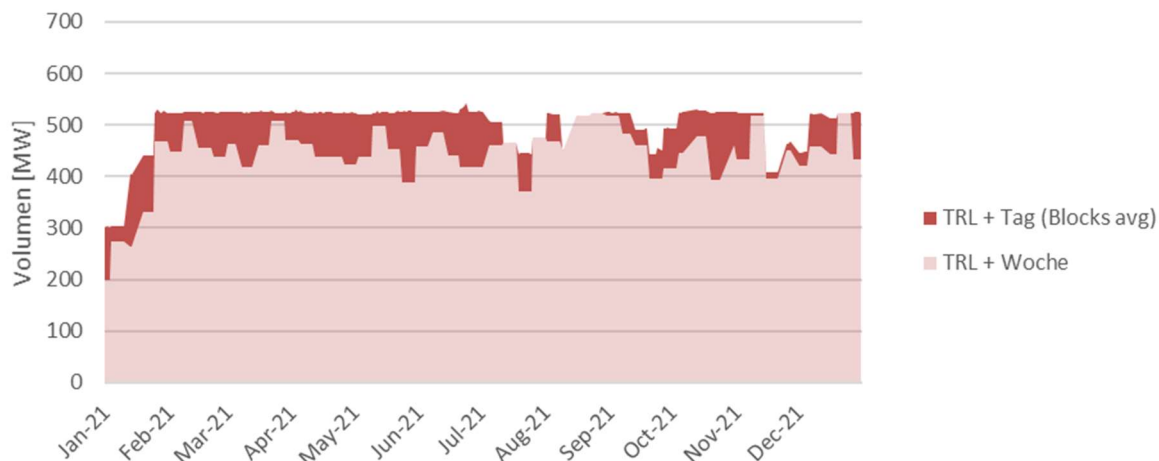


Abbildung 12: Aufsummierten Volumen TRL- nach Wochenprodukt und Tagesprodukt.

Die Auswirkungen auf die in Abbildung 13 dargestellten Kosten sind auch in diesem Fall erheblich und unterliegen denselben Mechanismen, die im vorherigen Abschnitt über den TRL+ Markt beschrieben wurden. Weiterhin wirkten sich die geringeren Speicherreserven und die späte Schneeschmelze deutlich auf die Kosten in den Monaten April und Mai 2021 aus.

Die Attraktivität der TRL Märkte, sowohl in positive als auch in negativer Richtung, hat im Berichtsjahr erheblich 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.

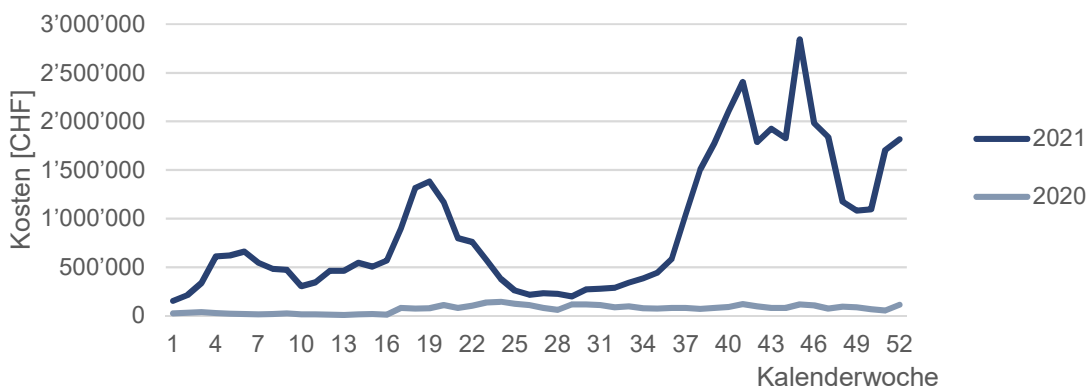


Abbildung 13: Kosten TRL- Wochenprodukt.

2.5 Kostenentwicklung Regelleistung 2009 bis 2021

Im Jahr 2020 haben die Kosten für die Leistungsvorhaltung ein Minimum von 49.4 Mio. CHF erreicht, während die Kosten für das Jahr 2021 180.6 Mio. CHF betragen. Entgegen dieser Entwicklung, haben im Jahr 2021 die Kosten der vorgezogenen Beschaffung ein Minimum von 6 Mio. CHF erreicht (in 2020 waren es 12 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 und auf die gestiegenen Vorhaltemengen, insbesondere der negativen Tertiärregelleistung, zurückzuführen. Der letztgenannte Effekt ist auf die Einhaltung der System Operation Guideline (SOGL) zurückzuführen, die spezifische Anforderungen für die Bereitstellung von Regelleistung vorschreibt.

Die Entwicklung der Gesamtkosten seit 2009 ist in Abbildung 14 dargestellt. In dieser Darstellung sind die Kosten der regulären (blau) und vorgezogene (orange) Beschaffung für die Jahre 2016 bis 2020 ebenfalls abgebildet.

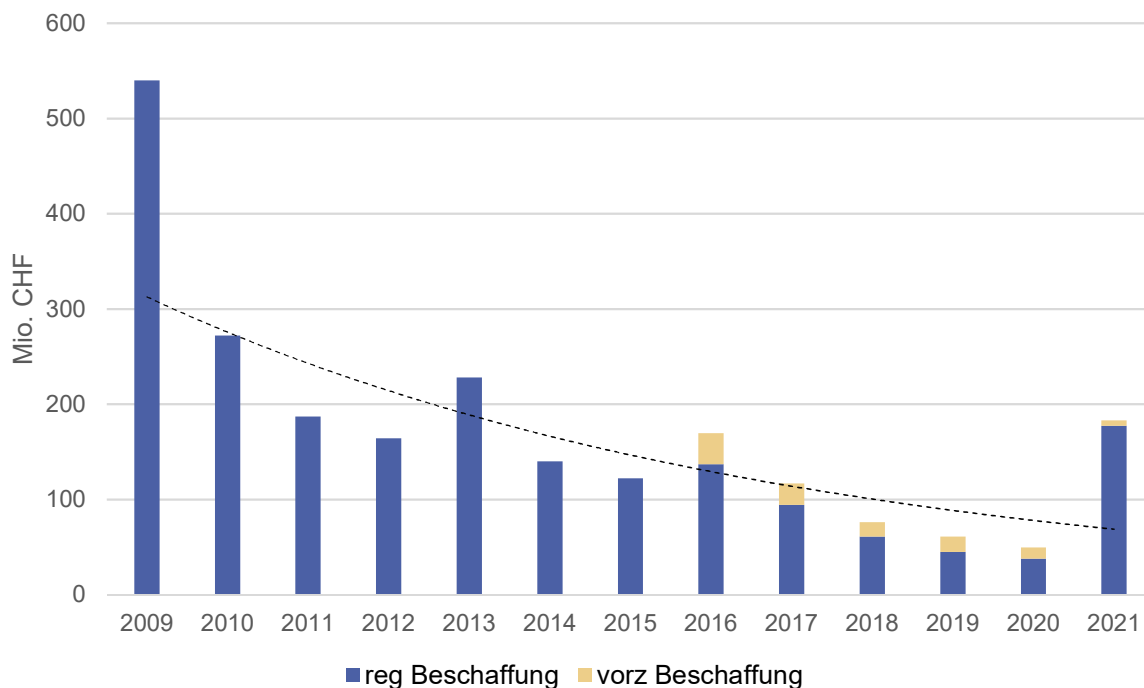


Abbildung 14: Einzeljahresresultate seit 2009 (Balken) und langjährige Entwicklung seit 2009.

Der Anstieg der Kosten im Berichtsjahr unterbricht den Trend, der nach 2016 eingesetzt hatte. Die vergleichbar hohen Kosten im Jahr 2016 stehen im Zusammenhang mit der angespannten Energie- und Netzsituation im Winter 2015/2016, während der Kostenanstieg im Jahr 2013 auf eine einzige spezifische Situation im Monat April zurückzuführen ist, in dem ein massiver Kostenzuwachs vor der Schneeschmelze stattfand. Abgesehen von kurzfristige Ereignisse, die die einzelnen Jahresergebnisse beeinflussen können, haben langfristige Veränderungen, wie beispielweise die Marktdesignanpassungen die im Laufe der Jahre stattgefunden haben, zu einem allgemeinen Trend zur Kostensenkung beigetragen. Die langfristige Entwicklung seit 2009 wird durch die gestrichelte Linie in Abbildung 14 dargestellt.

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 SRL+, SRL- und TRL- Werte enthalten.

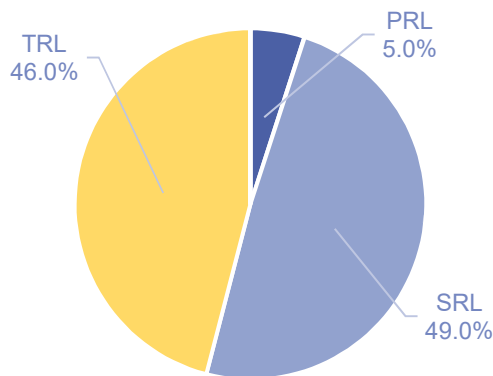


Abbildung 15: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 in PRL, SRL und TRL.

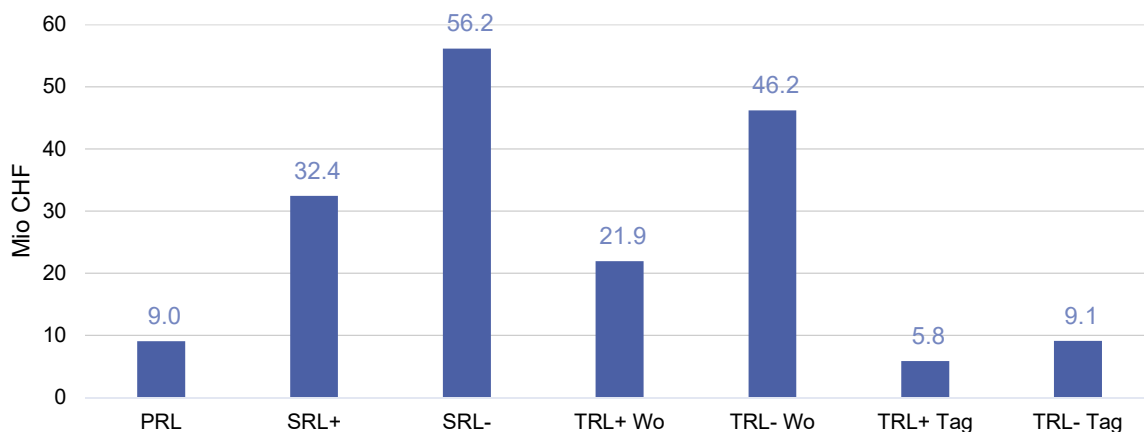


Abbildung 16: Aufteilung der Kosten für das Jahr 2021 in einzelne Produkte.

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. Dabei wird bei den Wochenprodukten der Sekundär- und Tertiärregelung das Jahresmittel aufgrund der Wochenauktionen der vorgehaltenen Leistung berechnet. Für die Tagesprodukte bei der Tertiärregelung wurde das Jahresmittel aufgrund der 4-Stunden-Angebotsblöcke gebildet. Da es sich bei der Primärregelung um ein symmetrisches Produkt handelt, werden in Abbildung 17 die Gesamtkosten der PRL (vgl. Abbildung 16) durch Zwei geteilt. Dies ermöglicht eine direkte Gegenüberstellung der jeweiligen Kosten in der gewählten Einheit Franken pro MW.

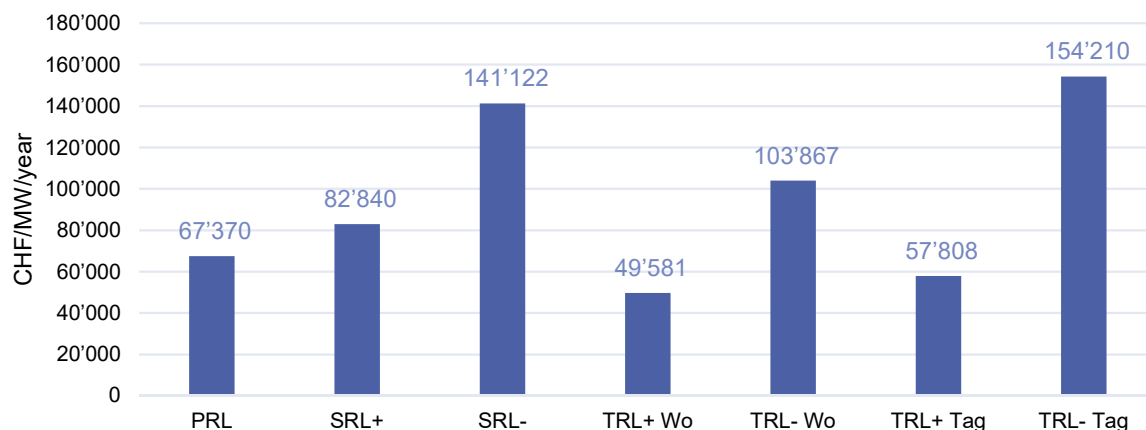


Abbildung 17: Kosten pro MW der Regelleistungsprodukte 2021.

Mit rund 154'000 Franken pro MW ist das Tagesprodukt der negativen Tertiärregelleistung am teuersten. Anschliessend folgt die negative Sekundärregelleistung und die wöchentliche negative Tertiärregelung. Bei den jeweiligen Tertiärregelprodukten ist – wie bei der Sekundärregelleistung – ein deutlicher Unterschied zwischen positiver und negativer Regelleistung zu beobachten.

Die mengenbereinigte Betrachtung zeigt, dass die positive Tertiärregelleistung das günstigste Produkt ist, gefolgt von der Primärregelung. Wie bereits erwähnt ist bei der Primär- und Sekundärregelleistung die Entschädigung der Energiepreise bei der Gebotsabgabe bereits bekannt. Dies im Gegensatz zur Tertiärregelleistung, bei welcher die Angebote für die Energie separat erfolgen. Somit werden bei der Primär- und Sekundärregelleistung bereits gewisse Opportunitätskosten der Regelenergie in die Regelleistungspreise eingepreist. Die Analysen der Regelenergiepreise im Jahr 2021 sowie die langjährigen Entwicklungen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

3 Regelenergie

Im folgenden Kapitel werden die abgerufenen Mengen und Kosten der Regelenergie für 2021 dargestellt. Die Entwicklung der Mengen und Kosten wird im Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Vorjahr 2020, sowie aus den langfristigen abgerufenen Mengen und Kosten seit 2014 dargestellt.

3.1 Berichtsjahr 2021

3.1.1 Abgerufene Regelenergie

Im Berichtsjahr wurden rund 341 Gigawattstunden (2020: 310 GWh) Sekundärregelenergie (positiv und negativ) und rund 493 Gigawattstunden (2020: 383 GWh) Tertiärregelenergie (positiv und negativ) abgerufen. Abbildung 18 zeigt die monatliche Verteilung des Abrufs. Im Sommerhalbjahr, insbesondere in den Monaten April und Mai, wurde mehr Regelenergie abgerufen als im Vorjahr. Im Durchschnitt wurden rund 70 GWh pro Monat abgerufen gegenüber rund 58 GWh pro Monat in 2020.

		2021	2020	Veränderung
SRE +				
Abgerufene Menge	GWh	192	146	+46
SRE -				
Abgerufene Menge	GWh	149	164	-15
TRE +				
Abgerufene Menge	GWh	292	199	+93
TRE -				
Abgerufene Menge	GWh	201	184	+17

Tabelle 2: Abgerufene Regelenergie 2021.

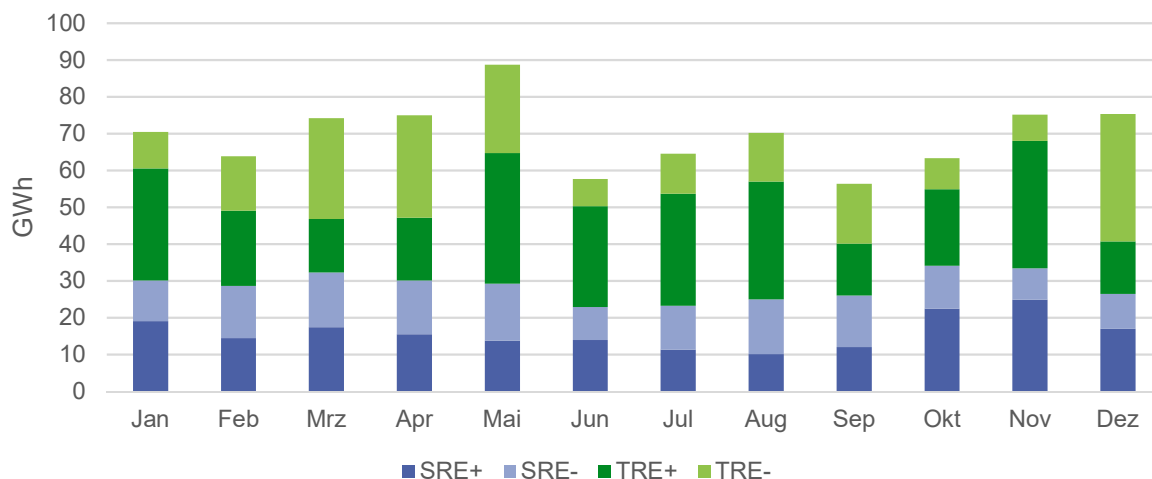


Abbildung 18: Menge SRE und TRE nach Produkt 2021.

3.1.2 Kosten Regelenergie

Die Gesamtkosten für Regelenergie betragen im Berichtsjahr 43.8 Mio. Euro. Dabei entfallen 18.3 Millionen Euro auf Sekundär- und 25.5 Mio. Euro auf Tertiärregelenergie. Die Gesamtkosten (SRE und TRE) im Q4/2021 betragen 24.5 Mio. Euro, oder 56% der Totalkosten, was in direkter Zusammenhang mit dem Anstieg der Preise am Großhandelsmarkt steht, und den damit verbundenen Opportunitätskosten.

		2021	2020	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	30.6	6.8	+23.8
SRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	-12.2	-4.3	-7.9
TRE +				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	41.2	25.8	+15.4
TRE -				
Regelenergiekosten	Mio. Euro	-15.7	-1.5	-14.2

Tabelle 3: Absolute Kosten Regelenergie 2021.

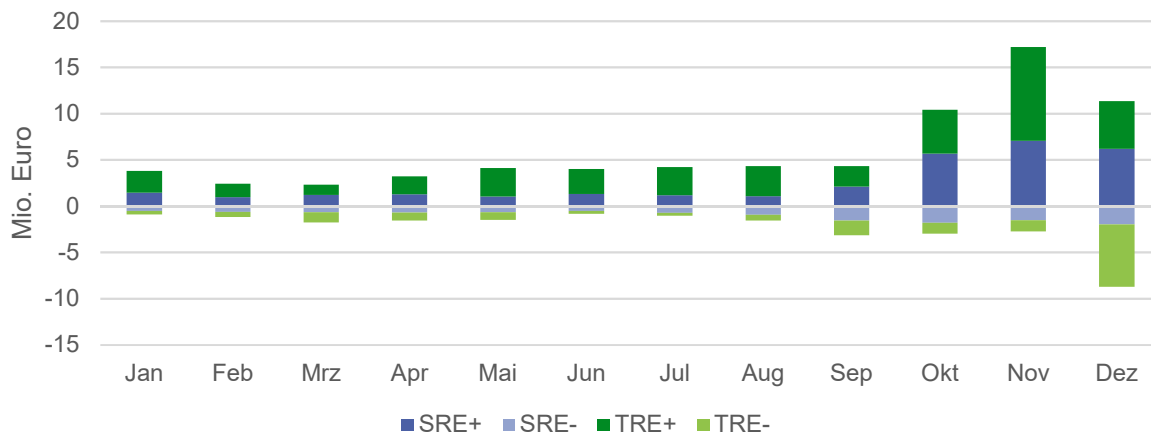


Abbildung 19: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2021.

3.1.3 International Grid Control Cooperation

Seit 2012 ist Swissgrid Mitglied der "International Grid Control Cooperation" (IGCC), der im Berichtsjahr auch die griechischen und rumänischen TSOs ADMIE und Transelectrica beigetreten sind. Zurzeit beteiligen sich insgesamt 24 Länder (27 Übertragungsnetzbetreiber) an der Kooperation. Die Zusammenarbeit stellt sicher, dass die Mitglieder einen erheblichen Teil der Ausgleichsenergie 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, werden beide Länder bedient, wenn keine Aktivierung erfolgt.

Im Jahr 2021 wurden dank der internationalen Zusammenarbeit bei der IGCC allein in der Schweiz 473.1 GWh eingespart, was einem monetären Wert von 9.23 Millionen Euro oder einem Jahresdurchschnitt von 19.5 Euro/MWh entspricht. Ein Ausschluss aus der Kooperation würde bedeuten, dass die Schweiz diese Mengen mit eigenen Regelenergieprodukten abdecken 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 führt. Die für die Schweiz relevanten Monatswerte sind in Abbildung 20 dargestellt.

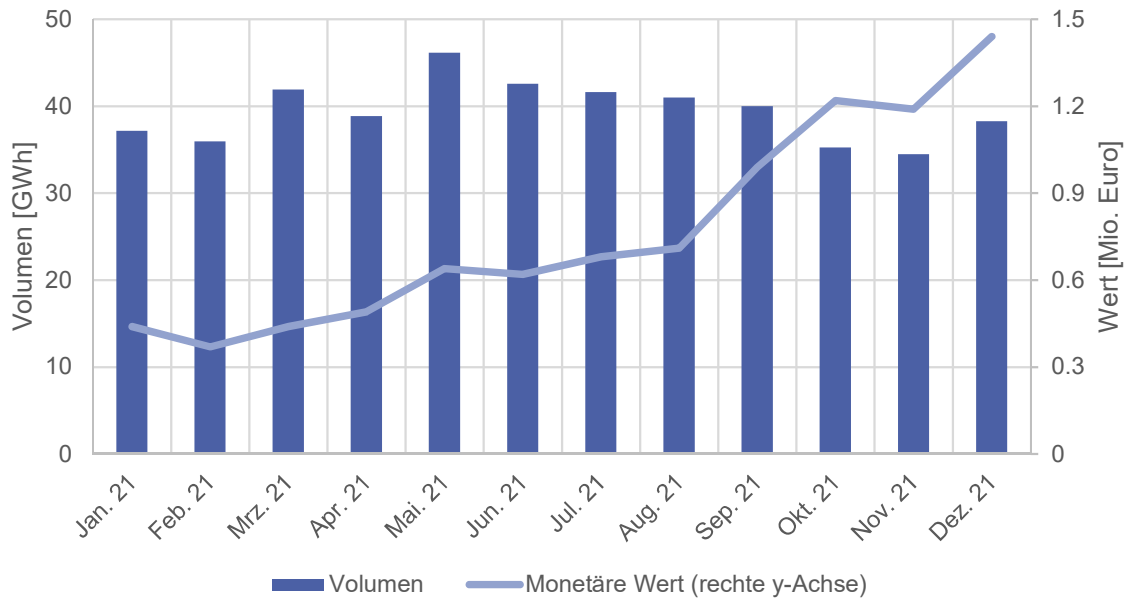


Abbildung 20: Monetären Wert und Volumen von «Netted imbalances» im Jahr 2021. Datenquelle: IGCC Regular Report on Social Welfare Q4 2021

3.2 Langjährige Entwicklung seit 2014

3.2.1 Abgerufene Menge Regellenergie

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der gesamten abgerufenen Sekundär- und Tertiärregelenergie zwischen 2014 und 2021.

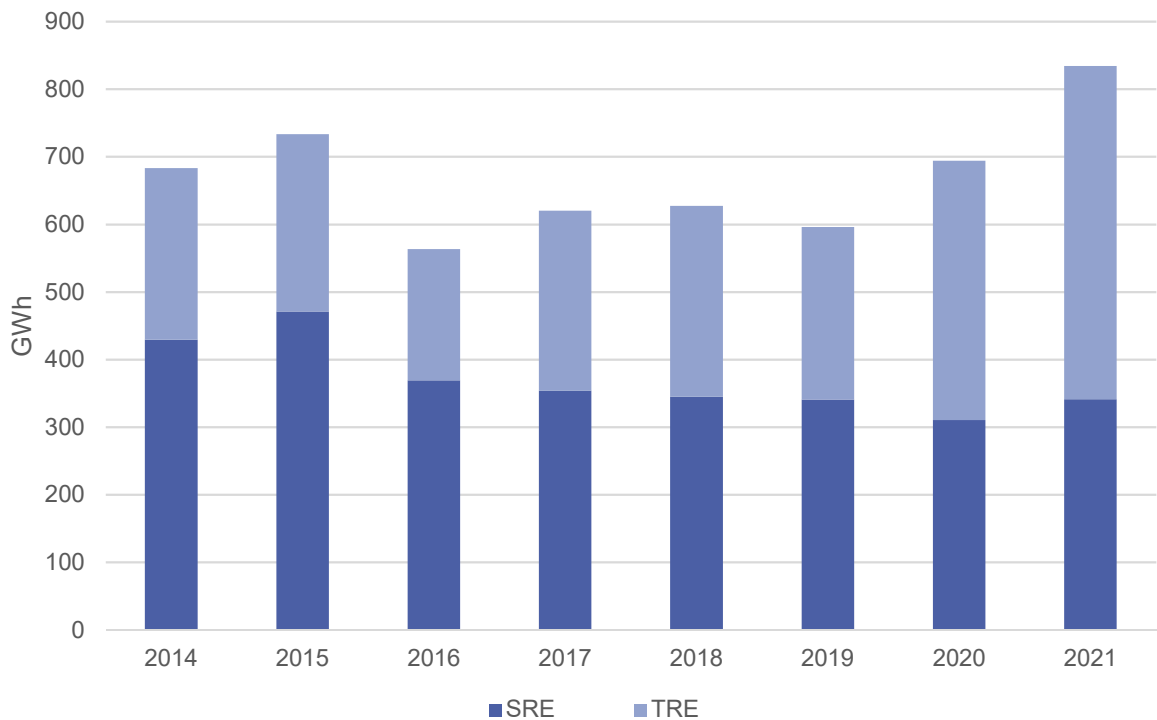


Abbildung 21: Menge SRE und TRE von 2014 bis 2021.

Die folgende Abbildung 22 zeigt eine ähnliche Darstellung wie in der vorherigen Abbildung mit der Aufteilung der einzelnen Produkte. Dadurch wird ersichtlich, dass der Mehrbedarf von SRE+ im Jahr 2021 im Rahmen der historischen Werte liegt. Weiterhin scheint bei TRE+ ein allgemeiner Trend zu erhöhter Nachfrage eingesetzt zu haben.

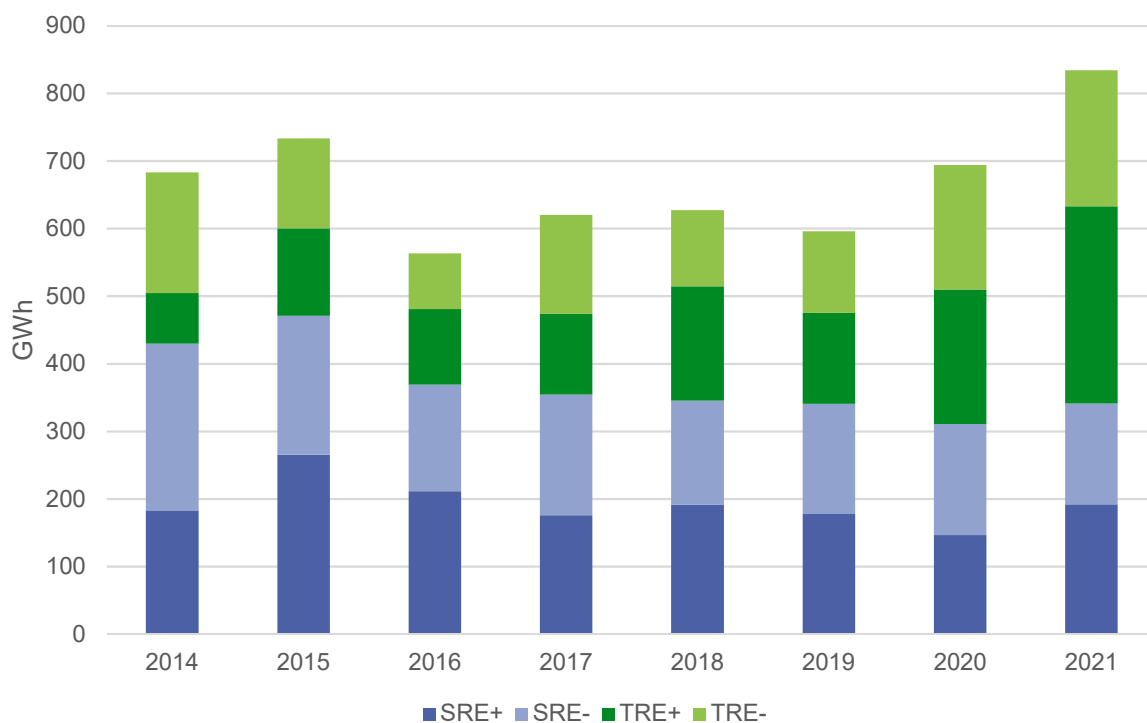


Abbildung 22: Menge Regelenergie nach Produkt 2014 bis 2021.

3.2.2 Kosten Regelenergie

Abbildung 23 zeigt eine Übersicht der Nettokosten der Regelenergie zwischen 2014 und 2021. In den betrachteten Jahren waren die Kosten für sekundäre und tertiäre Regelenergie im Jahr 2014 am niedrigsten. Der Anstieg im Jahr 2015 ist auf die stark gestiegenen Kosten für tertiäre Regelenergie zurückzuführen.

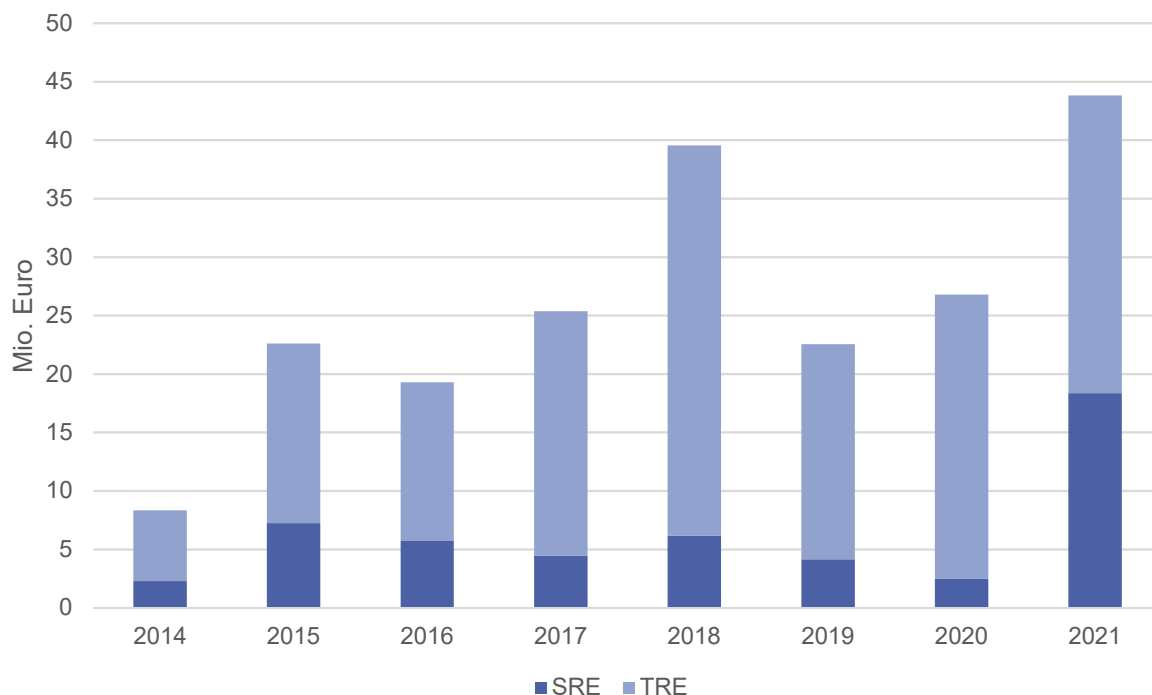


Abbildung 23: Nettokosten SRE und TRE 2014 bis 2021.

Wie in Abbildung 21 und in Tabelle 3 zu sehen ist, sind die abgerufenen Gesamtmenge an Sekundärregelenergie zwischen 2020 und 2021 um 31 GWh (+10%) gestiegen, während die Kosten für Sekundärregelenergie im gleichen Zeitraum aufgrund des allgemeinen Anstiegs der Grosshandelsmarktpreise und der Kopplung des Energiepreises SRE mit dem Börsenpreis SwissIX weit überproportional gestiegen sind. Zudem wirken sich die Markteffekte ebenfalls auf die Tertiärregelenergiekosten aus, welche aber in diesem Fall zusammen mit der erhöhten Menge an ausgetauschter Energie zu betrachten sind, die bereits im vorherigen Abschnitt dargestellt wurden und weiter unten in Abbildung 25 näher untersucht werden.

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

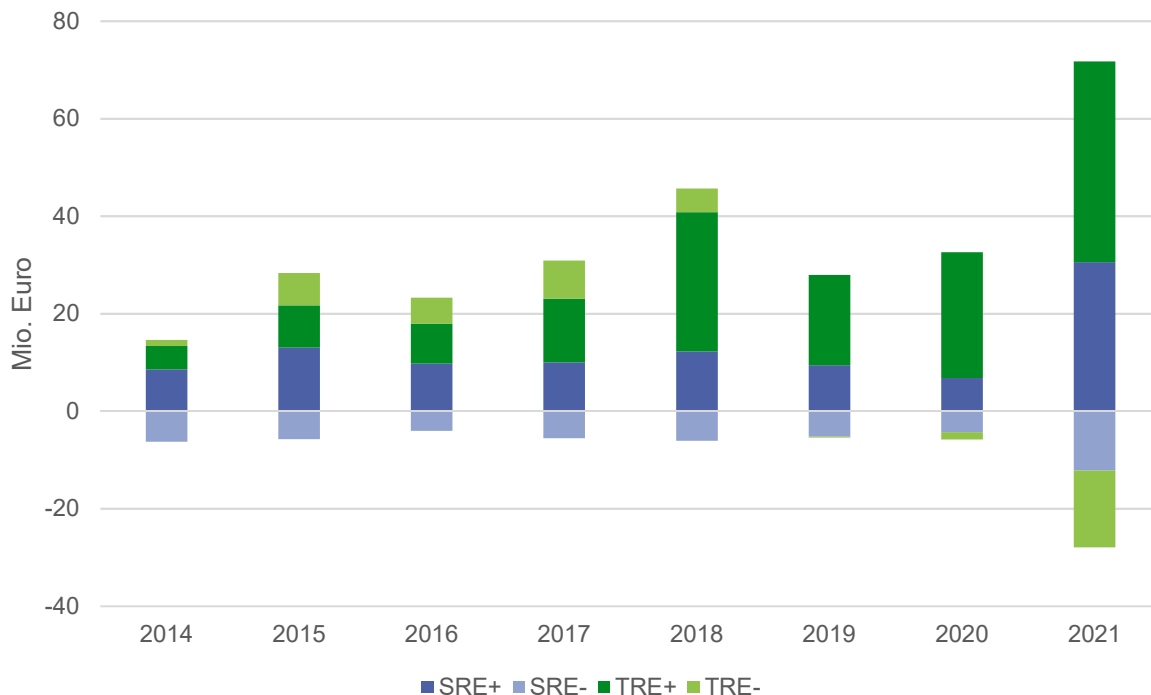


Abbildung 24: Kosten SRE und TRE nach Produkt 2014 bis 2021.

Der in Abbildung 23 beobachtete Kostenanstieg im Jahr 2015 lässt sich durch höhere Kosten für Tertiärregelenergie und durch höhere Nettokosten für Sekundärregelenergie (Zunahme der Kosten bei der positiven SRE sowie stabile Erlöse aus der negativen SRE) erklären (vgl. Abbildung 24). Die hohen Kosten im Jahr 2018 werden durch hohe Unausgeglichheiten verursacht, was aber letztlich von geringerer Relevanz ist als der Kostenanstieg im Jahr 2021, sowohl in positiver als auch in negativer Richtung.

Wie bei den Regelleistungskosten zeigt eine Gesamtkostenbetrachtung aufgrund unterschiedlicher Abrufmengen nicht das ganze Bild. Abbildung 25 zeigt daher die durchschnittlichen Kosten pro abgerufene MWh. Bei der positiven Tertiärregelenergie ist bis 2018 eine Zunahme der Kosten pro MWh zu beobachten. Dadurch mussten teurere Regelenergieangebote abgerufen werden und die Kosten stiegen aufgrund der Angebotskurven überproportional zur zusätzlich abgerufenen Menge an. Die Kosten pro MWh der positiven Tertiärregelenergie scheinen sich, nach einem Anstieg in 2018 (168.57 Euro/MWh), zu stabilisieren mit 141.11 Euro/MWh in 2021. Die Kosten der negativen Tertiärregelenergie waren in den Jahren 2019 (- 1,3 Euro/MWh) und 2020 (- 8,1 Euro/MWh) leicht negativ, während sie im Jahr 2021 mit -77.9 Euro/MWh am niedrigsten waren. Zu beachten ist, dass negative Preise für negative Lieferrichtungen durch Opportunitäten in anderen Märkten entstehen und im Abwärtstrend der negativen Preise lässt sich der Anstieg der Opportunitäten auf dem Grosshandelsmarkt und anderen kurzfristigen Märkten zeigen. Für Swissgrid bedeuten negative Preise Einnahmen anstelle von Kosten.

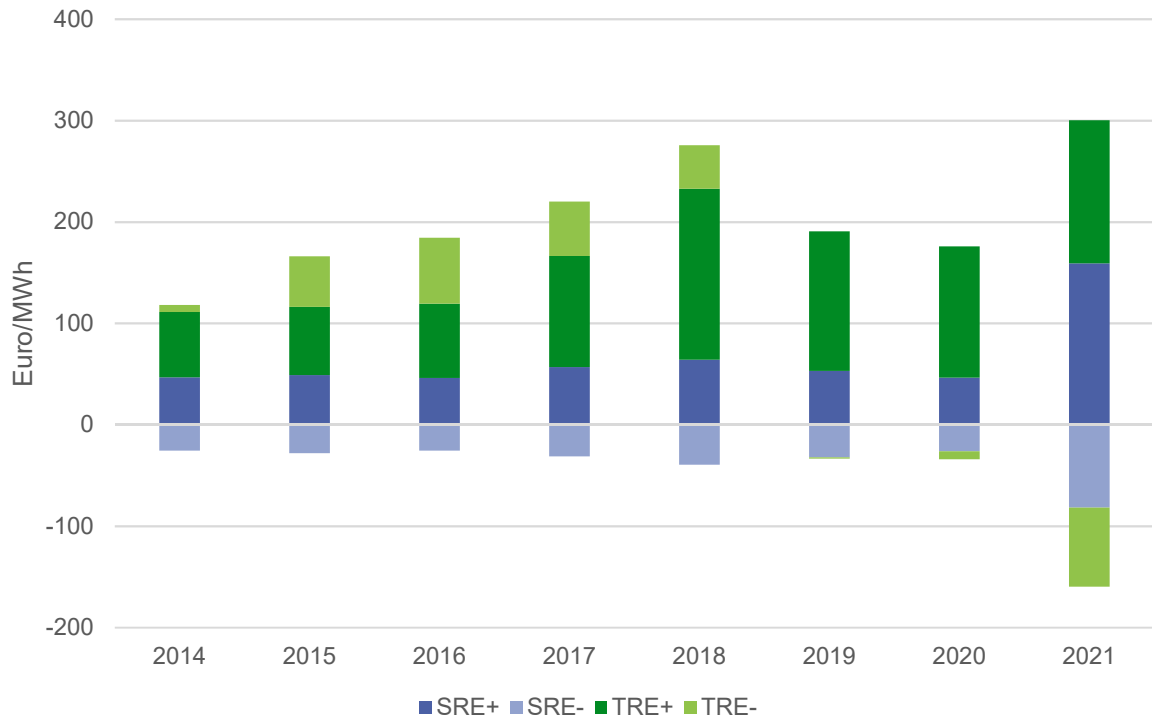


Abbildung 25: Kosten pro MWh SRE und TRE nach Produkt 2014 bis 2021.

4 Fazit

Der Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021 gibt einen Überblick über die Mengen und die Kosten der Regelleistung und der Regelenergie für die Regelzone Schweiz. Bei der Regelleistung ist die negative Tertiärregelleistung (Tagesprodukt) pro MW am teuersten und die positive Tertiärregelleistung am günstigsten. In absoluten Grössen hat die negative Tertiärregelleistung (Tages- und Wochenprodukt zusammengezählt) die meisten Kosten verursacht. Bei der Regelenergie sind die absoluten Kosten für Tertiärregelenergie höher als für Sekundärregelenergie. 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. Die Gesamtkosten im Jahr 2021 belaufen sich auf 228.0 Mio. CHF. Die Kosten für Regelleistung belaufen sich auf rund 180.6 Mio. CHF und die Kosten für Regelenergie auf rund 47.4 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.

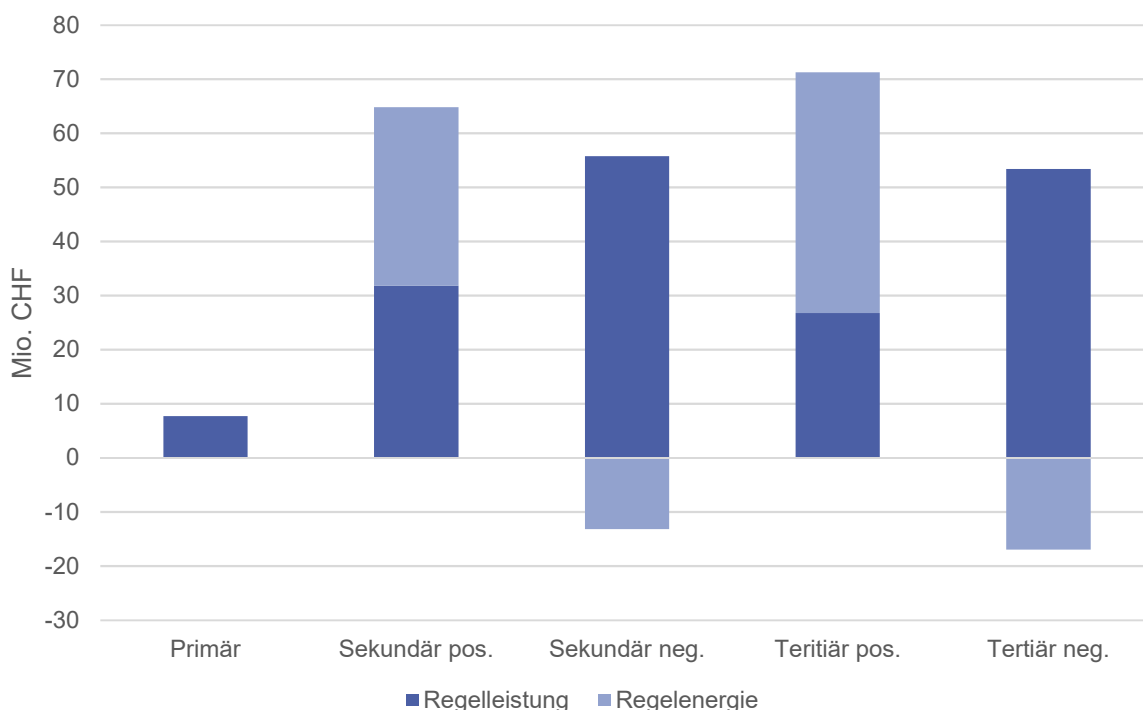


Abbildung 26: Gesamtkosten Regelenergie und -leistung 2021, Quelle: Swissgrid, Berechnung ECom

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 Ausspeisepinzips kein Netznutzungsentgelt anfällt. Der Energiepreis (Median CH, Verbrauchsprofil H4) lag im Jahr 2021 bei 7,9 Rappen pro Kilowattstunde und damit gleich hoch wie im Vorjahr (ECom-Tätigkeitsbericht 2021), während der stündlich gemittelte Day-Ahead-Preis in der Schweiz im Jahr 2021 bei 12,4 Rappen pro Kilowattstunde lag (EPEX Spot). Die folgende Tabelle 4 zeigt zum Vergleich die Regelenergiekosten in den Jahren 2020 und 2021 sowie die absolute Veränderung in Rappen pro Kilowattstunde.

		2021	2020	Veränderung
SRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	17.22	4.97	+12.25
SRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	-8.84	-2.80	-6.04
TRE +				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	15.26	13.87	+1.39
TRE -				
Regelenergiekosten	Rp./kWh	-8.42	-0.87	-7.56

Tabelle 4: Spezifische Regelenergiekosten in Rp./kWh nach Produkt 2020 und 2021

1 Anhang

1.1 Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AEPM	Ausgleichsenergiepreismechanismus
ECom	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