

Second Opinion

Sekundärregelreserven Leistungs- und Arbeitspreise in der Schweiz

(nachfolgend «Second Opinion SRR Schweiz» genannt)

für

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Bern

(nachfolgend «ElCom» genannt)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission
ElCom

Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	4
1.1. Leistungspreise aFRR.....	4
1.2. Arbeitspreise aFRR	4
1.3. Rentabilität von Batteriespeichern	4
2. Einleitung.....	5
2.1. Hintergrund und Arbeitsauftrag.....	5
2.2. Darstellung der Ist-Situation	6
3. Ergebnisse der Analyse	8
3.1. Positive Regelleistung aFRR.....	8
3.2. Negative Regelleistung aFRR.....	10
3.3. Negative Regelenergie aFRR	13
3.4. Positive Regelenergie aFRR	18
3.5. Opportunitätskosten.....	22
4. Sensitivitätsanalyse Rentabilität von Batteriespeichern	24
5. Methodik.....	26
5.1. Allgemeines	26
5.2. Modellierungsansatz.....	27
5.3. Regelleistung	28
5.4. Regelenergie.....	29
6. Glossar	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mehrkosten ggü. Spotpreisen pro Monat	5
Abbildung 2: Monatliche Abrufmengen	6
Abbildung 3: Relative Mehrkosten pro Monat	7
Abbildung 4 aFRR+ Angebotspreise sowie Leistungspreise	8
Abbildung 5 Beschaffte Mengen aFRR+ und Volatilität	9
Abbildung 6 aFRR+ Leistungspreise im Ländervergleich	10
Abbildung 7 aFRR- Leistungspreise Ist versus Ompex	11
Abbildung 8 aFRR- Leistungspreise im Ländervergleich	12
Abbildung 9 aFRR- Grenzpreis 50MW Aufschlag	13
Abbildung 10 Preisaufschlag aFRR-	14
Abbildung 11 aFRR- Grenzpreise und Erzeugung der Schweizer Reservoirkraftwerke.....	15
Abbildung 12 aFRR- Grenzpreise für Viertelstunden mit und ohne Abrufe	16
Abbildung 13 aFRR- Grenzpreise und Erzeugung der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke	16
Abbildung 14 aFRR- Grenzpreise im Ländervergleich	17
Abbildung 15 aFRR+ Grenzpreis Ist versus Ompex Modellberechnung	18
Abbildung 16 aFRR+ Grenzpreise für verschiedene Abrufmengen	18
Abbildung 17 aFRR+ Grenzpreise und Erzeugung der Schweizer Reservoirkraftwerke	19
Abbildung 18 aFRR+ Grenzpreise und Erzeugung der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke	19
Abbildung 19 aFRR+ Grenzpreise für Viertelstunden mit und ohne Abrufe	20
Abbildung 20 aFRR+ Grenzpreise im Ländervergleich	21
Abbildung 21 Abweichung der Intraday- zum jeweiligen Spotpreis	22
Abbildung 22 Spread eines typischen Pumpspeicherkraftwerks in der Schweiz	23
Abbildung 23: Sensitivitätsrechnung für die Rentabilität von BESS-Investitionen	25
Abbildung 24: Entwicklung der Faktoren des Modells für positive Regelenergie	27
Abbildung 25: Abrufwahrscheinlichkeiten und -leistungen	30

1. Executive Summary

1.1. Leistungspreise aFRR

Die derzeitigen Leistungspreise sind konsistent mit den früheren Leistungspreisen in der Schweiz unter Berücksichtigung der aktuellen Marktbedingungen. Ebenso verhalten sie sich konsistent mit den Preisen, welche in den deutschen und der österreichischen Regelzonen erzielt werden.

1.2. Arbeitspreise aFRR

Die Arbeitspreise für negative Regelenergie aFRR erscheinen in den Monaten März bis August 2024 erhöht im Vergleich zu den Opportunitätskosten, welche basierend auf der Teilnahme an den Spot- und Intraday-Märkten in der Schweiz berechnet wurden. Ebenso erscheinen die Arbeitspreise für positive Regelenergie aFRR in den Monaten Juni bis August 2024 erhöht. Insbesondere kommt es zu hohen Aufschlägen in Stunden mit einem tiefen Spotpreis und tiefer Erzeugung der Reservoirkraftwerke. Der PV-Zubau in der Schweiz schreitet weiter stark voran und drückt die Strompreise insbesondere von März bis August in den Mittagsstunden. Bei guten hydrologischen Bedingungen ist in den nächsten Jahren noch häufiger als dieses Jahr mit den gleichen Voraussetzungen zu rechnen in denen seit März extreme Regelenergiepreisaufschläge zu beobachten waren. Diese hohen Aufschläge haben einen hohen Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten der Schweizer Verbraucher. Aus Sicht Ompex ist die Höhe der Aufschläge nicht durch Opportunitätskosten am Spot- und Intraday Markt erklärbar.

1.3. Rentabilität von Batteriespeichern

Beispielhaft für neue Technologien, deren Teilnahme an Dienstleistungen für Regelreserve grundsätzlich begrüssenswert ist, wurde die finanzielle Attraktivität für Investitionen in Batteriespeicher bewertet, die Sekundärregelreserve anbieten. Der Business Case für Batteriespeicher basierend auf Einnahmen aus der Bereitstellung von aFRR ist bei den aktuellen Marktkonditionen und Technologiekosten attraktiv. Basierend auf den Sensitivitätsrechnungen ist eine etwaige tiefere Obergrenze der Arbeitspreise nicht gefährdend für die Rentabilität.

2. Einleitung

2.1. Hintergrund und Arbeitsauftrag

In den vergangenen Jahren haben sich die Ausgaben für Regelenergie und damit auch Ausgleichsenergie in der Schweiz stark erhöht.

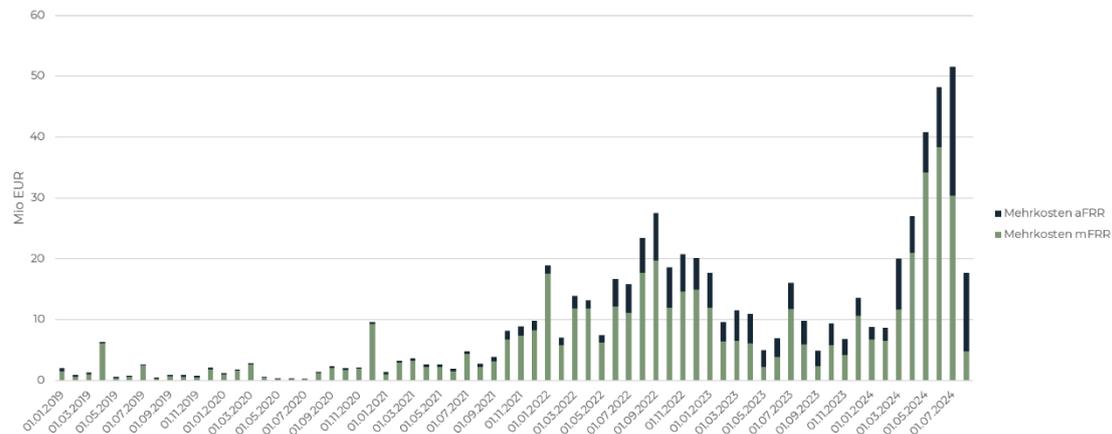


Abbildung 1: Mehrkosten ggü. Spotpreisen pro Monat für Regelenergie aus aFRR/mFRR

Im Zeitraum von 2019 bis heute gibt es zahlreiche externe Einflüsse, die zu einer Veränderung der aufgerufenen Preise und damit der Kosten für Regelenergie geführt haben. Die wichtigsten Faktoren sind:

- Die Verwerfungen an den Rohstoffmärkten, insbesondere Gas und EUA, in deren Folge auch die Terminmärkte für Strom in Europa starken Bewegungen unterworfen waren und in geringerem Masse weiterhin sind.
- Die technische Einführung der Beschaffung von automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) via der PICASSO Plattform durch die Swissgrid zum 01.06.2022.
- Die Abrufmengen von Regelenergie sind in den vergangenen Jahren aufgrund höherer Regelzonensaldi angestiegen (siehe Abbildung 2).
- Die veränderten Strukturen an den Spotmärkten und davon beeinflusst die Opportunitätskosten auf deren Grundlage die Kraftwerksbetreiber ihre Gebote am Regelenergiemarkt festlegen.

Es drängt sich die Frage auf inwiefern die erhöhten Mehrkosten für Regelenergie fundamental unter marktwettbewerblichen Bedingungen nachvollziehbar sind. Die Elcom hat Ompex unter diesem Hintergrund beauftragt, eine unabhängige Meinung zum Niveau und der Entwicklung der Leistungs- und Arbeitspreise der Sekundärregelreserven in der Schweizer Regelzone zu formulieren.

Im Rahmen der Analyse werden die Preise für Regelleistung und -energie in einem Marktwettbewerb anderer Strommärkte (insbesondere Term-, Spot- und Intraday-Märkte) bewertet.

Basierend auf dieser Methodik wurden folgende Aspekte zur jüngsten Entwicklung der aFRR Arbeits- und Leistungspreise in der Schweiz untersucht:

- Ein Niveau der Arbeits- und Leistungspreise für aFRR in der Schweiz im Kontext des Energiemarkts, das basierend auf den historischen Zusammenhängen nachvollziehbar ist.

- Eine quantitative Aussage über etwaige Preisänderungen, die nicht durch fundamentale Effekte erklärbar sind.
- Opportunitätskosten gegenüber anderen Märkten mit denen ein Kraftwerksbetreiber rechnet und welche aFRR Leistungs- und Arbeitspreise sich daraus maximal ableiten lassen.
- Eine vergleichende Analyse zu den Preisen für aFRR in den Nachbarländern Österreich und Deutschland und Rückschlüsse, welche sich daraus für die Schweiz ableiten lassen.

Das Angebot an Regelreserve in der Schweiz soll in Anbetracht des Wachstums an intermittierenden Erneuerbaren durch neue Technologien ergänzt werden. Die Elcom hat daher die Frage aufgeworfen inwiefern neue Technologien aktuell im Regelreservemarkt rentabel sind und, ob diese Rentabilität durch etwaige tiefere Maximalpreise beeinträchtigt sein könnte. Als ein Beispiel für diese neue Technologien, wurden in dieser Analyse eine Rentabilitätsanalyse von Batteriespeichern bei veränderten Maximalpreisen für aFRR-Arbeitspreise durchgeführt.

2.2. Darstellung der Ist-Situation

Die monatlichen Abrufmengen haben in den letzten Jahren stark zugenommen. Seit 2022 sind die monatlichen Mengen der abgerufenen Regelenergie allerdings weitestgehend stabil (siehe Abbildung 2).

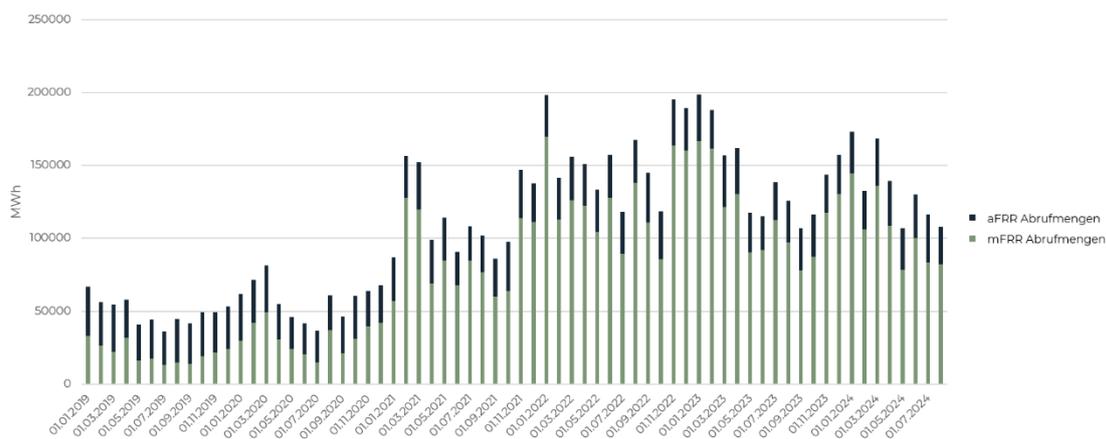


Abbildung 2: Monatliche Abrufmengen aFRR/mFRR 2019-07/2024 ohne NRV/RR

Zur besseren Visualisierung der Situation kann ein einfacher Index gebildet werden. Bei diesem werden die Mehrkosten für Regelenergie durch den Baseloadpreis des Spotmarkts und die Abrufmengen geteilt. (siehe Abbildung 3) Dieser Index zeigt wie sich die Mehrkosten pro Abrufmenge im Vergleich zu den durchschnittlichen Kosten am Spotmarkt entwickeln. Seit anfangs 2024 ist eine starke Zunahme dieses Indikators zu beobachten.

Nicht nur die Arbeitskosten für aFRR sind angestiegen, sondern auch diejenigen für mFRR. Grundsätzlich sollten die Preise nicht als vollständig unabhängig voneinander betrachtet werden, da es Überschneidungen bei den Kraftwerken gibt, die aFRR bzw. mFRR anbieten. Das heisst, es erfolgt eine Optimierung zwischen den beiden Dienstleistungen und es sollte sich eine Arbitragefreiheit zwischen den Einnahmen aus aFRR und mFRR einstellen.

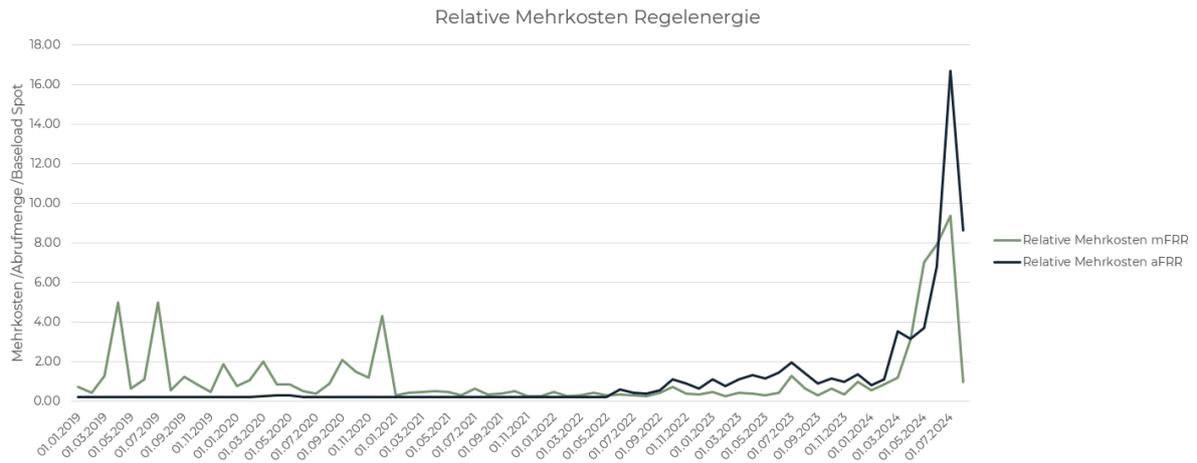


Abbildung 3: Relative Mehrkosten pro Monat im Verhältnis zur Abrufmenge und Spotpreinsniveau

In der nachfolgenden Analyse wird die mFRR-Regelenergiekosten nicht tiefergehend berücksichtigt, da sich die Analyse auf Treiber aus dem Markt für Energie und nicht demjenigen für Systemdienstleistungen beschränkt.

3. Ergebnisse der Analyse

In diesem Kapitel werden jeweils für die Leistungs- und Arbeitspreise richtungsgetreunt die Erkenntnisse der Analyse dargestellt. Es erfolgt stets eine kurze Diskussion der Abweichung des Modells von den tatsächlichen Preisen, eine Bewertung der Prognosegüte des Modells sowie die daraus folgende, von Ompex vertretene Meinung zu den Abweichungen.

Die Herleitung des fundamentalen Modell-Niveaus ist im Kapitel 5, Methodik, beschrieben.

Für Regelenergie wird in diesem Bericht meist nicht der absolute (Grenz-)Preis aufgezeigt, sondern der Aufschlag gegenüber dem höchsten/tiefsten gehandelten Preis für dieselbe Lieferperiode unter Berücksichtigung der Day-ahead Spot-, sowie der Intraday-Auktion, als auch des Continuous Intraday Marktes.

3.1. Positive Regelleistung aFRR

Die Preisbildung der Regelleistung findet wöchentlich im pay-as-bid-Verfahren statt, wobei es in der Vergangenheit teilweise zu vorgezogenen Beschaffungen gekommen ist. Das angewandte Modell zu Untersuchung der Preise basiert auf wöchentlichen Daten in gewichtetem Durchschnitt über die bezuschlagten Gebote und die Beschaffungszeiträume. Der Zeitraum der vorgezogenen Beschaffung hatte auf das Lieferjahr 2023 und die erste Hälfte 2024 einen starken Einfluss. Seither bewegt sich der mengengewichtete Durchschnitt auf einem fundamental nachvollziehbaren Niveau. Die Merit Order ist nun im Vergleich zu den Zeiten der Energiekrise deutlich flacher.



Abbildung 4 aFRR+ Angebotspreise sowie Leistungspreise Ist versus Ompex Modellberechnung

Während des Zeitraums der vorgezogenen Beschaffung durch die Swissgrid war die Volatilität am Terminmarkt stark erhöht, sodass einige Marktteilnehmer bei der frühzeitigen Vermarktung ihrer Kapazitäten Vorsicht walten liessen und eine weitere,

mögliche Preissteigerung in Betracht zogen (Siehe Abbildung 4).



Abbildung 5 Beschaffte Mengen aFRR+ und Volatilität am Terminmarkt über die Zeit

Im Vergleich mit den Leistungspreisen für Deutschland und Österreich ist zu beachten, dass dort die Preisbildung in vier Stunden Blöcken stattfindet. Typischerweise lässt sich ein Tagesprofil erkennen mit höheren Preisen in den Morgenstunden sowie ab dem späten Nachmittag bis Mitternacht. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde der tägliche Durchschnitt der Preise dieser Länder herangezogen. Zudem erfolgt die Beschaffung jeweils am Vortag der Lieferung, in der Schweiz in der Regel meist am Dienstag der Vorwoche (mit Ausnahme der bereits erwähnten vorgezogenen, gestaffelten Beschaffungen). In Abbildung 6 wurde zur Vergleichbarkeit der Länder daher die Schweizer Regelleistungspreise mit dem Terminmarkt-Produkt Baseload des Frontmonats normiert, für Deutschland und Österreich wurde der Baseload der Day-ahead Spotauktion zur Normierung verwendet.

In Deutschland und Österreich lässt sich ein Verteuerungseffekt ab dem Frühjahr 2024 erkennen, der in der Stilllegung weiterer konventioneller Kraftwerke begründet ist. Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Schweizer Kraftwerke im Verhältnis zu den am Terminmarkt aufgerufenen Preisen einen höheren Leistungspreis erzielen als dies in Deutschland und Österreich der Fall ist. Das vor der Energiekrise beobachtete Verhältnis von Leistungs- zu Baseload-Preisen ist in der Schweiz nun wieder zu beobachten und die Diskrepanz zu Deutschland / Österreich aufgrund der dortigen strukturellen Änderungen etwas kleiner geworden. Insgesamt können die positiven Regelleistungspreise daher als fundamental nachvollziehbar angesehen werden.

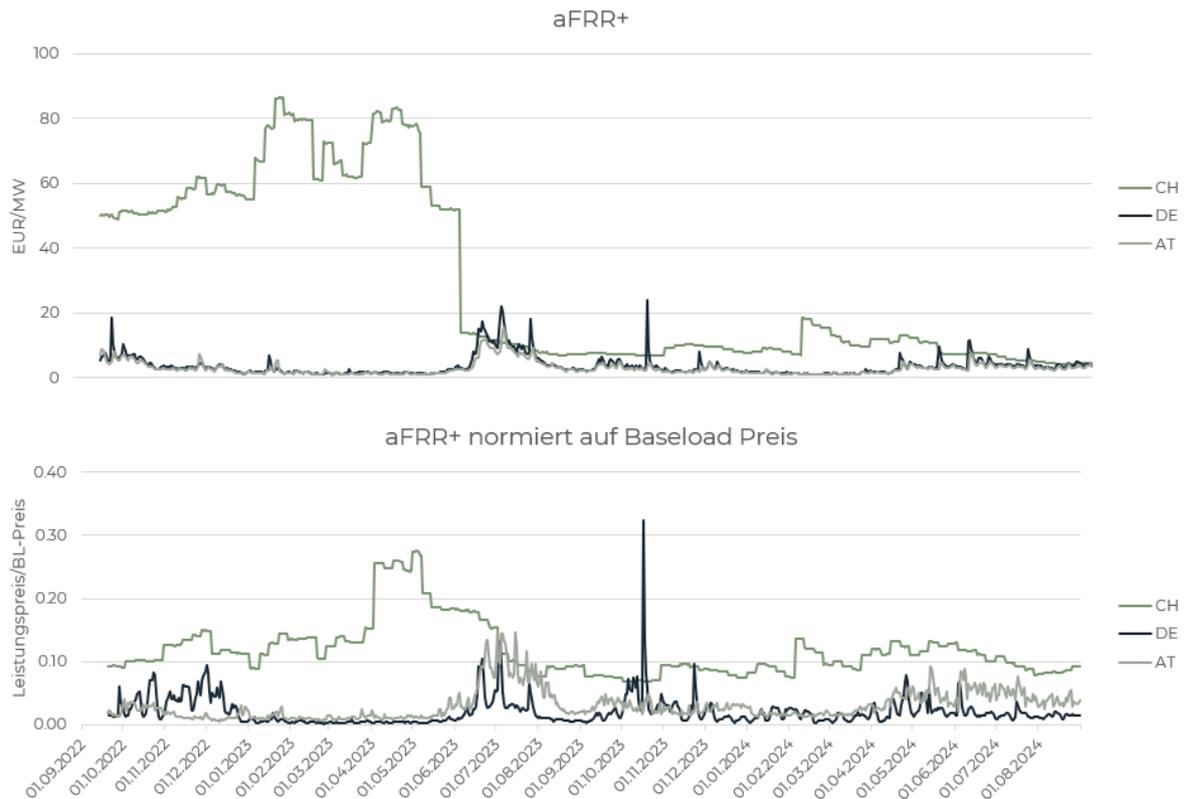


Abbildung 6 aFRR+ Leistungspreise absolut und normiert auf den jeweiligen Baseload Preis der Preiszone im Ländervergleich

Zusammenfassung positive Leistungspreise:

- Nachvollziehbares Niveau der Preise: Seit Mitte 2023 sind die Preise auf einem nachvollziehbaren Niveau und die Abweichungen zum Modell innerhalb der Fehlertoleranz des Modells
- Nicht durch fundamentale Effekte erklärable Preisänderungen: -
- Vergleich zu DE/AT: Konsistentes Verhältnis zu den vor der Energiekrise verlangten Leistungspreisen

3.2. Negative Regelleistung aFRR

Im Zeitraum von Januar bis Mitte Mai 2024 waren die Preise für negative Regelleistung in der Schweiz um bis zu 10 CHF/MW gegenüber den vom Modell erwarteten Preisen erhöht. Hier gab es trotz kurzfristiger Beschaffung in der jeweiligen Woche vor Lieferung zu sehr unterschiedlichen Geboten der Kraftwerksbetreiber. Während anfangs Januar die Differenz zwischen dem Preis bei 50 MW und 400 MW (der letzten bezuschlagten Menge) 1 CHF/MW betrug, stieg sie zwischenzeitlich auf bis zu 42 CHF/MW. Auch in den vergangenen Jahren seit 2019 lässt sich in den Monaten Februar bis April immer wieder beobachten, dass die Spannweite der Merit Order stark ansteigt. In diesen Monaten erreichen die wartungsbedingten Ausfälle der Reservoirkraftwerke ihr jährliches Maximum. Es kann daher in solchen Momenten dazu kommen, dass eine höhere Knappheit an angebotener Leistung kommt als in anderen Monaten.

Das Preisniveau ist in der jüngsten Vergangenheit seit Juni 2024 auf einem fundamental nachvollziehbaren Niveau. So war der mengengewichtete Durchschnittspreis von Juni bis August rund 1 CHF/MW günstiger als von Ompex erwartet. Ab Mitte Mai war es für Marktteilnehmer interessant für negative Regelleistung kontrahiert zu werden, da durch die Schneeschmelze die Stromerzeugung von Reservoirkraftwerke hoch ausfiel und es am Spotmarkt zu sehr vielen negativen Preisen kam.

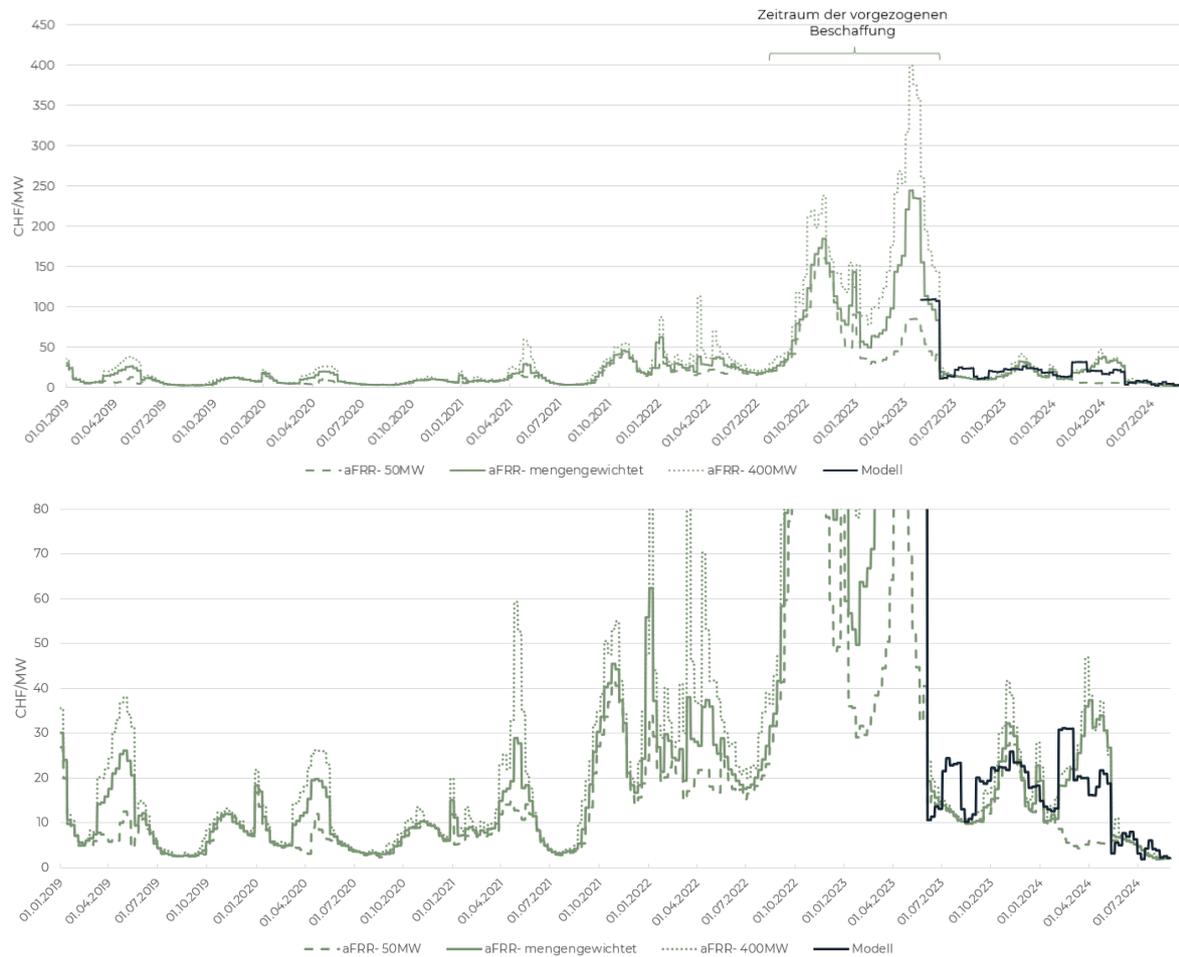


Abbildung 7 aFRR- Angebotspreise sowie Leistungspreise Ist versus Ompex Modellberechnung mit zwei verschiedenen Ausschnitten der Y-Achse

Der Vergleich zu Deutschland und Österreich unterstützt die obigen Beobachtungen. Während das Niveau in den Sommermonaten dem der Nachbarländer sehr nahe kommt und teilweise sogar unterschreitet, sind die Monate März bis Mai auch deutlich teurer ausgefallen. Ein Teil dieser Höhe kann durch fundamentale Grössen erklärt werden. Es bleibt jedoch eine Differenz zum Modell, die aus Sicht Ompex nur durch Knappheit erklärt werden kann.

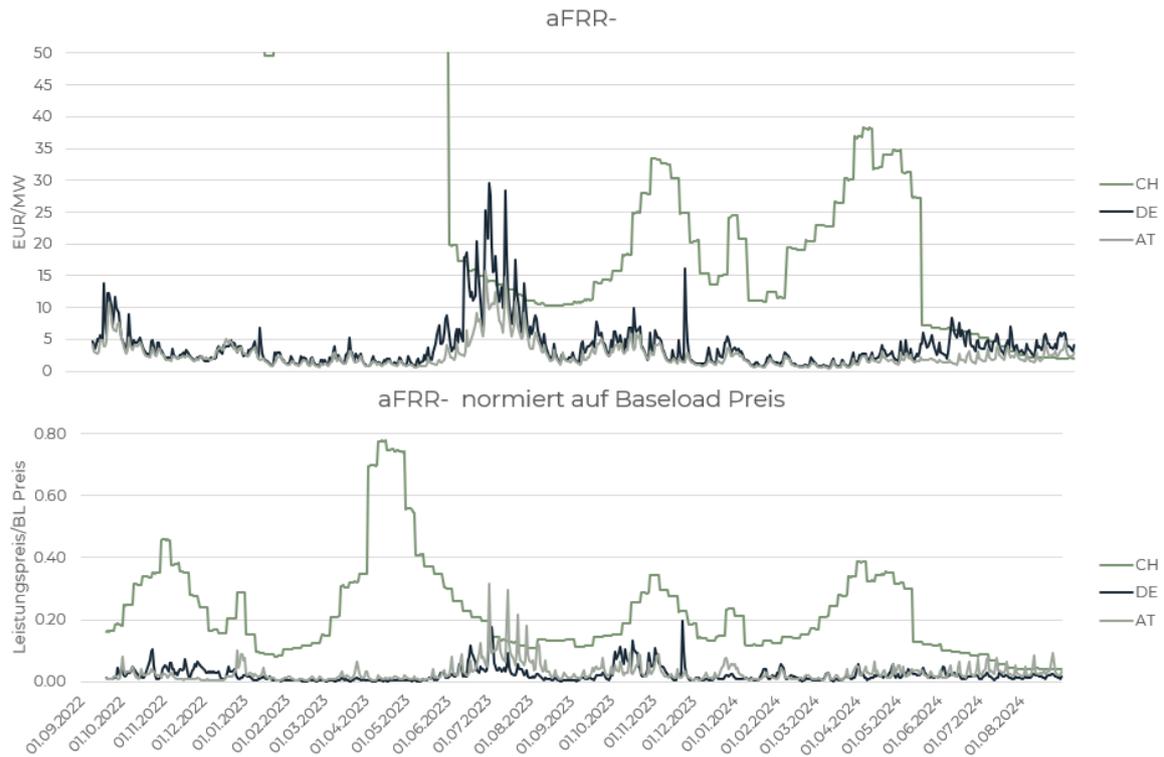


Abbildung 8 aFRR- Leistungspreise absolut und normiert auf den jeweiligen Baseload Preis der Preiszone im Ländervergleich

Zusammenfassung Negative Leistungspreise:

- Nachvollziehbares Niveau der Preise: Seit Mitte 2023 sind die Preise auf einem nachvollziehbaren Niveau und die Abweichungen zum Modell innerhalb der Fehlertoleranz des Modells. Eine Ausnahme bildet der Zeitraum 01.02-30.05.2024 für den der Leistungspreis rund 10 CHF/MW über dem erwarteten Niveau liegt.
- Nicht durch fundamentale Effekte erklärbare Preisänderungen: Die Abweichungen von ca. 10 CHF/MW können durch hohe Nichtverfügbarkeiten der Reservoirkraftwerke bedingt sein.
- Vergleich zu DE/AT: Konsistentes Verhältnis wie vor der Energiekrise auch in den Monaten Februar bis Mai 2024.

3.3. Negative Regelennergie aFRR

Seit März 2024 haben sich die Aufschläge für negative Regelennergie gegenüber den Spotpreisen stark erhöht. Betrag der 7 Tage Durchschnitts-Grenzpreis bei 50MW Regelennergie im Jahr 2023 meist rund 50 EUR/MWh + Spot¹, so erhöhte sich diese Grösse im August 2024 auf über 200 EUR/MWh. Ompex hat in einem Modell aus Spot- und Intraday-Preisen, sowie dem durchschnittlichen Niveau der Spotpreise und den Spreads zwischen den Preisen einzelner Stunden, den Aufschlag negativer Regelennergie zum Spot nachgebildet (zum detaillierten Modellbescrieb siehe Kapitel 5). Das Modell bestätigt das Niveau der Aufschläge für 2023 und das erste Halbjahr 2024. Während die tatsächlichen Aufschläge ab Juli 2024 stark steigen, erwartet das Modell hingegen rückläufige Aufschläge basierend auf den Entwicklungen der Strommärkte. Die Ergebnisse am Regelennergiemarkt lassen sich demnach aus Sicht Ompex nicht begründen.

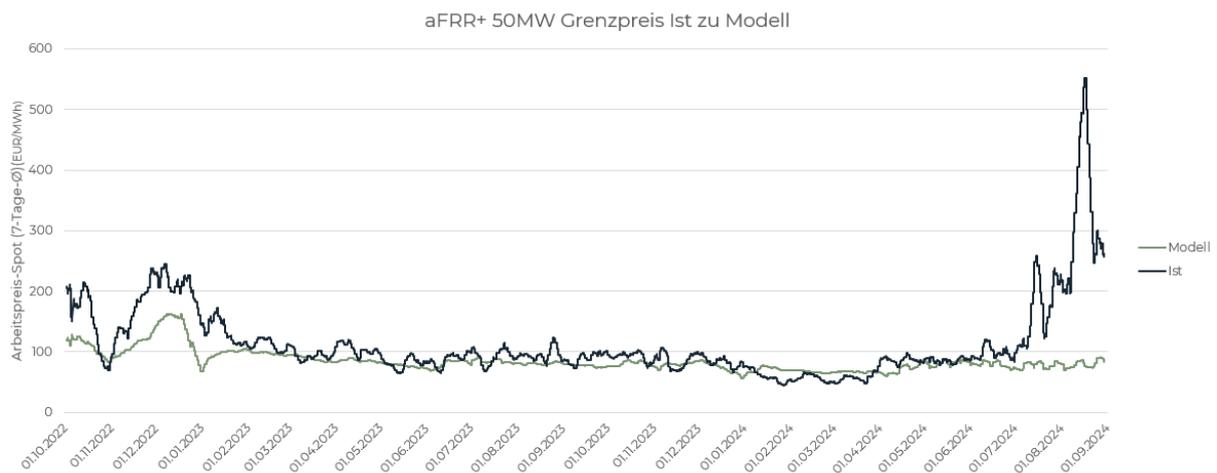


Abbildung 9 aFRR- Grenzpreis 50MW Aufschlag ggü. Spotpreis Ist versus Ompex Modellberechnung gemittelt

Obige Beobachtung wird für Entwicklungen der Grenzpreise bei höheren Regelennergiemengen bestätigt. Der absolute Aufschlag der Regelennergiepreise zum Spot liegt zwar über dem des 50MW-Grenzpreises, jedoch in einem Mass, bei dem sich das Verhältnis aus Aufschlag und Menge über verschiedenen Stufen der Merit-Order gleich verhält.

¹ Zur einfacheren Lesbarkeit ist hier von Spot im Kontext des Aufschlags für Regelennergiepreise die Rede. Tatsächlich erfolgte die Analyse stets auf dem höchsten/tiefsten Preis der Day-ahead Spotauktion und der Intraday Preise.

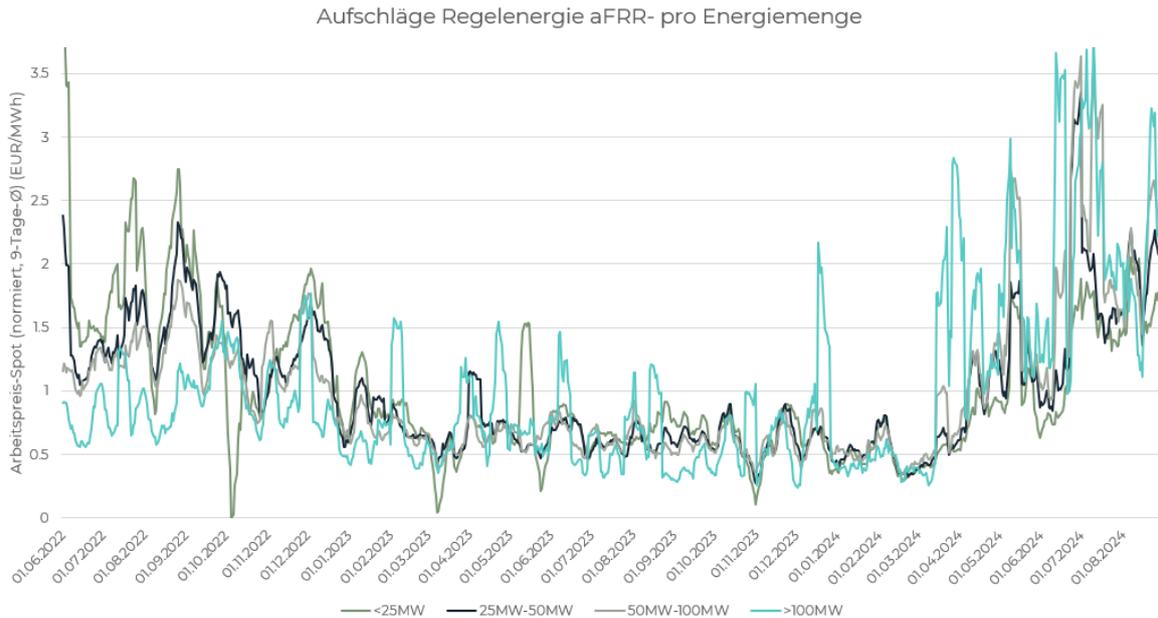


Abbildung 10 Differenz zwischen erfülltem Arbeitspreis und Spotpreis (Preisaufschlag aFRR-), normiert mit dem mittleren Preisaufschlag des gesamten Zeitraums. Für eine bessere Leserlichkeit sind die viertelstündlichen Werte über 9 Tage gemittelt. Die Linien zeigen verschiedene Bänder von Abrufleistungen, welche durch die Normierung miteinander vergleichbar sind. Die Steigerung des normierten Preisaufschlags ab Frühjahr 2024 zeigt sich für alle Abrufbänder gleichermassen, wodurch ein Kostenanstieg rein durch erhöhte Abrufleistungen ausgeschlossen werden kann.

Betrachtet man die Aufschläge für Regelenergie in Abhängigkeit der tatsächlichen Erzeugung der Reservoirkraftwerke, so fällt auf, dass die hohen Aufschläge insbesondere in Stunden zu beobachten sind, in denen die kumulierte Erzeugung der Schweizer Reservoirkraftwerke tief ausfällt. In Abbildung 11 wurde dieser Zusammenhang visualisiert. Die Erzeugung wurde relativ zur saisonal tiefsten beobachteten Erzeugung dargestellt. Der Wert 1 entspricht also dem tiefsten beobachteten Erzeugungswert, der Wert 10 dem 10fachen dessen. Ergibt sich am Spotmarkt ein sehr tiefer Preis, reduzieren die Kraftwerke ihre Erzeugung auf ein Minimum. Reservoirkraftwerke haben oft eine Mindesterzeugung aufgrund von Restwassermengen oder ähnlichen Auflagen zu erfüllen, sodass sie in diesen Stunden ihre Erzeugung nicht weiter drosseln können. Anhand der öffentlich verfügbaren Daten kann nicht unterschieden werden, ob die Erzeugung schon basierend auf den Ergebnissen des Day-ahead Markts gedrosselt wurde oder erst durch spätere Preissignale wie Intraday Märkte oder Systemdienstleistungen.

Ein einfaches Gedankenexperiment kann eine grobe Annäherung einer Erklärung der beobachteten Effekte bieten: wie sieht die Situation aus, wenn in den betroffenen Viertelstunden die abgerufene aFRR- Regelenergie vollständig durch die Reservoirkraftwerke erbracht wurde? Es würden sich wiederum sehr hohe Preise bei tiefer Erzeugung einstellen und somit Abbildung 11 nachgebildet werden. Dies spricht dafür, dass die reservierte aFRR- Leistungsmenge allein durch die Reservoirkraftwerke erbracht werden kann. Ebenso bedeutet es, dass die Situation der Mindesterzeugung nicht durch die negative Regelenergiemenge entstanden ist, sondern unabhängig von den Regelenergieabrufen zu Stande kam. Die öffentliche Verfügbarkeit der nach der Day-ahead Auktion geplanten Erzeugungsmengen und der tatsächlichen Erzeugungsmengen würde hier weitere Klarheit bringen. Diese Information ist für die meisten europäischen Ländern verfügbar, nicht aber für die Schweiz.

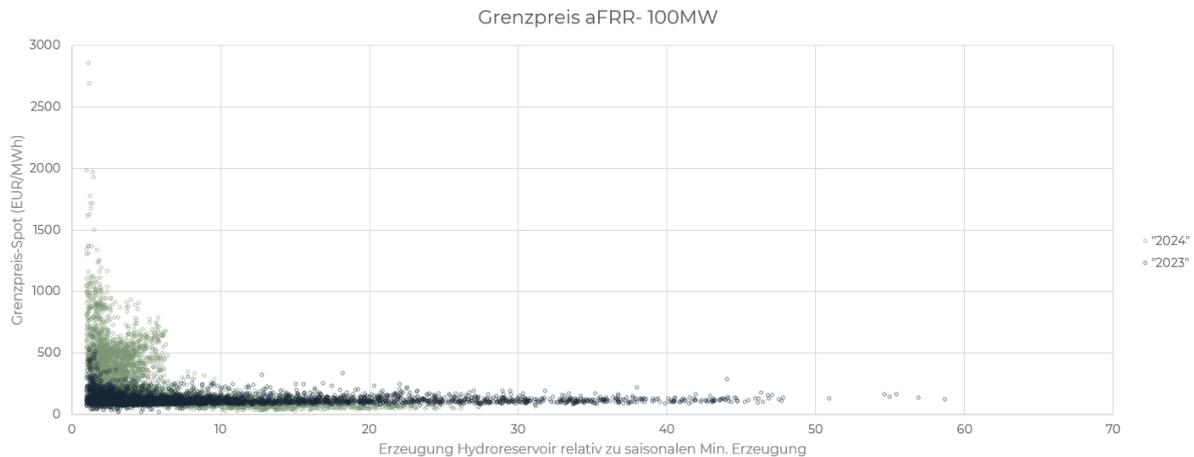


Abbildung 11 aFRR- Grenzpreise 100MW ggü. Spotpreis in Abhängigkeit der relativen Erzeugung der Schweizer Reservoirkraftwerke

2023 fielen die Aufschläge gegenüber dem Minimum aus Spot, Intraday Auction und Intraday Continuous Preis in vergleichbaren Situationen noch deutlich geringer aus. So betrug für die visualisierten 100 MW Regelenergie der Aufschlag 2023 maximal 1291 EUR/MWh, 2024 dann bei bis zu 8535 EUR/MWh (Abbildung 11 wurde zur leichteren Erkennbarkeit bei 3000 EUR/MWh abgeschnitten, alle teureren Datenpunkte haben einen relativen Erzeugungsindex von < 2).

2024 sorgten die sehr gute hydrologische Lage und die hohe Stromerzeugung aus PV für eine Vielzahl dieser Situationen. Ompex kann nicht abschliessend beantworten, warum der Aufschlag in diesen Situationen von einem Jahr auf das andere so stark angestiegen ist. Bei Reservoirkraftwerken kann das Argument angeführt werden, dass in diesen Situationen die Erzeugung nicht weiter reduziert werden kann, ohne gegen gesetzliche Auflagen zu verstossen und als Preis eine Pönalisierung aufgerufen wird. Bei einigen Kraftwerken dürfen diese für einige Male pro Jahr unterschritten werden. Je häufiger sich nun die Situation pro Jahr ergibt, desto höher muss die Pönalisierung ausfallen, um die Anzahl der Unterschreitungen konstant zu halten.² Gegen dieses Argument spricht, dass sich ein unterschiedliches Bild für Viertelstunden zeigt, in denen kein Abruf von negativer aFRR-Regelenergie³ stattfand, als für solche in denen es einen Abruf gab (siehe Abb. 12). In diesen Viertelstunden betrug der maximale Aufschlag 1186 EUR/MWh. Dieses Maximum ist wiederum im Einklang mit den 2023 beobachteten maximalen Aufschlägen. Auch die statistische Häufung von hohen Aufschlägen, von 500 EUR/MWh oder mehr, zeigt deutliche Differenzen. So sind es in fast 15% der Fälle in Viertelstunden mit Abrufen, in Viertelstunden ohne Abrufe nur rund 9% der Fälle im Zeitraum Januar bis Ende August 2024. Für diesen Unterschied können wir keine Erklärungen liefern.

² Ompex kann grundsätzlich keine Aussage zur Höhe der Pönalien machen.

³ Im Zeitraum 01.01.-31.08.2024 gab es 2000 Viertelstunden ohne negative aFRR-Abrufe

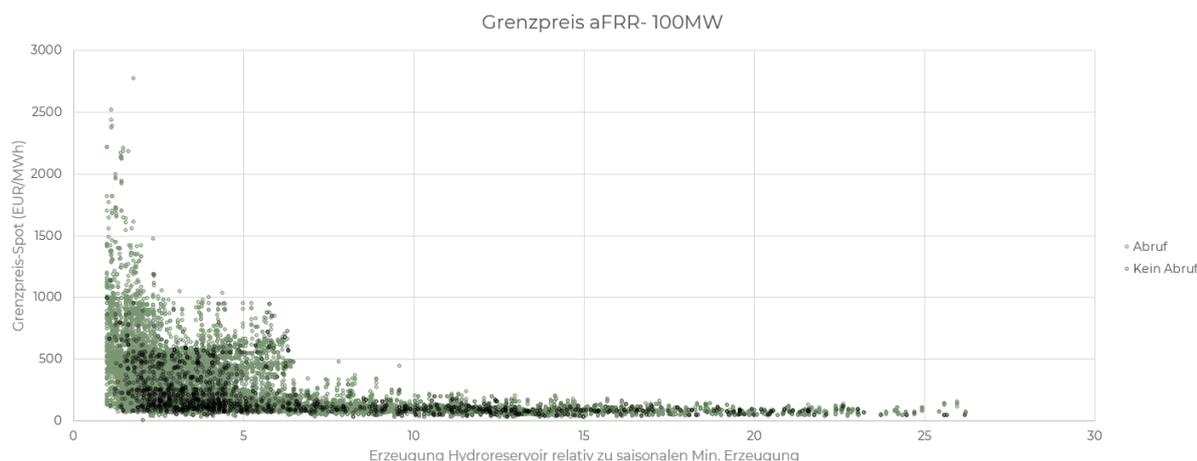


Abbildung 12 aFRR- Grenzpreise 100MW und Erzeugung der Reservoirkraftwerke – Gegenüberstellung Viertelstunden mit und ohne Abrufe für das Jahr 2024

Die Verfügbarkeit der Reservoirkraftwerke scheint keine direkte Auswirkung auf die Häufigkeit und Höhe der Extremsituationen zu haben. So kam es 2024 in rund 14% der Fälle zu Aufschlägen von über 500 EUR/MWh beim Grenzpreis von 100MW für negative Regelernergie für Situationen in denen die gemeldeten Ausfälle unter 1500 MW betragen als auch für Situationen in denen die gemeldeten Ausfälle über 1500 MW betragen. Der bedingte durchschnittliche Aufschlag in diesen Situationen unterschied sich für den 100 MW Grenzpreis auch nur unwesentlich, mit 660 zu 860 EUR/MWh. Dies ist, bei solch extremen Events, im Rahmen der Unsicherheit.

Das gleiche Bild wie bei Reservoirkraftwerken zeigt sich beim Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke.⁴ Alle extremen Aufschläge treten auf, wenn die Pumpspeicher (nahezu) maximale Pumpleistung erbringen.

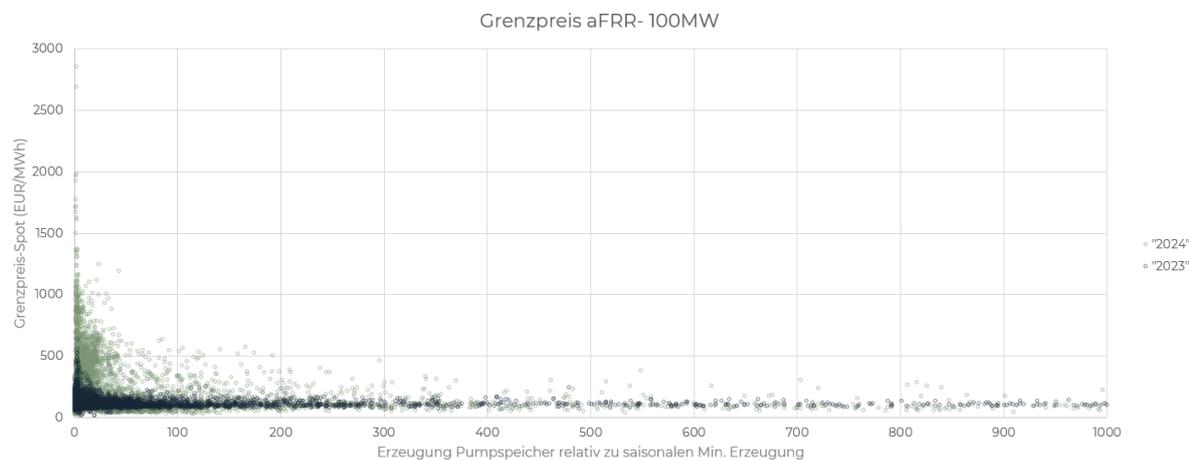


Abbildung 13 aFRR- Grenzpreise 100MW ggü. Spotpreis in Abhängigkeit der relativen Erzeugung der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke

Der Vergleich der Grenzpreise der Schweiz mit denen für die kombinierten Merit Order von Deutschland und Österreich zeigt auf, dass seit April 2024 die Schweizer Preise im Vergleich deutlich teurer geworden sind, wobei sie seit der Einführung von Picasso tiefer

⁴ Die Datenlage zum Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz ist sehr schwierig. Grundsätzlich wird die Pump- und Turbinierungsleistung nicht getrennt publiziert. Ein Erzeugungswert von 0 ist daher als maximale Pumpleistung, ein sehr hoher positiver Wert als maximale Turbinierungsleistung zu interpretieren.

oder auf einem Niveau lagen - dies trotz des starken Rückgangs von steuerbarer Leistung in Deutschland im Frühjahr 2024.

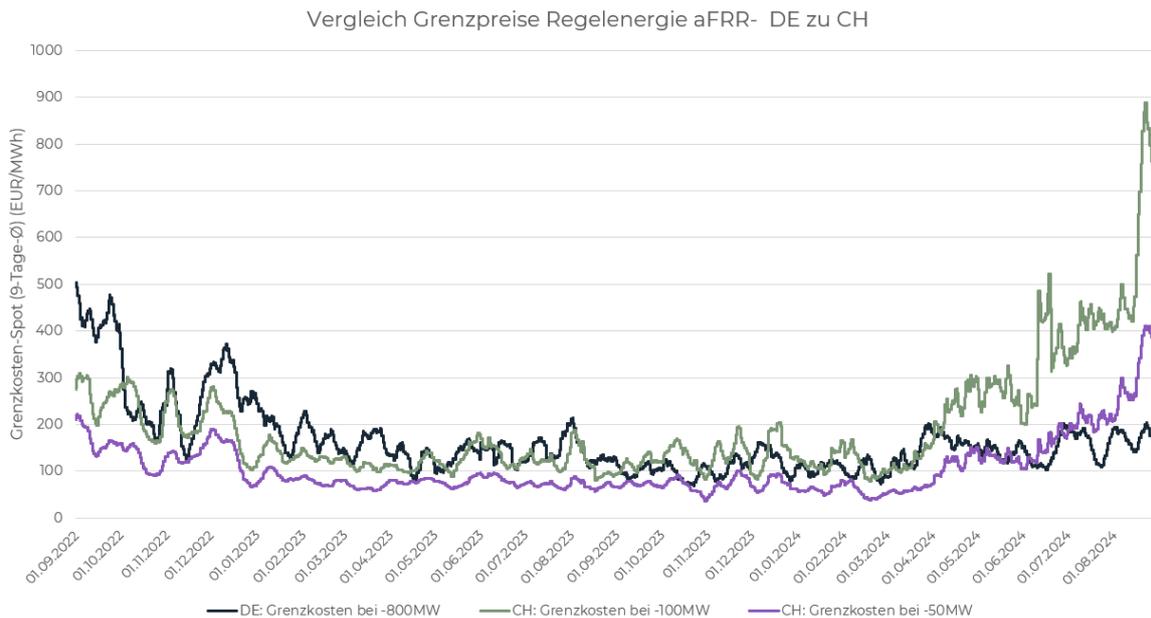


Abbildung 14 aFRR- Grenzpreise 100 und 50MW ggü. Spotpreis im Ländervergleich

Als Schlussfolgerung lässt sich konstatieren, dass in Situationen in denen Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerke nur noch wenig Flexibilität für zusätzliche negative Leistungssteigerung haben, sehr hohe Aufschläge verlangt werden. Diese fallen deutlich höher aus als in den letzten Jahren ohne, dass sie durch Preissignale in den Spot- oder Intraday-Märkten gerechtfertigt würden. Diese Aufschläge werden auch für Regelergieleistungen verlangt, die deutlich unter den kontrahierten Leistungen liegen. Da die Menge der kontrahierten Leistung deutlich höher ist, sollte diese Regelergie ohne Einschränkungen verfügbar sein und keine Knappheit auftreten, welche mögliche Preisspitzen erklären könnte.

Zusammenfassung Negative Regelernergiepreise:

- Nachvollziehbares Niveau der Preise: Der nachvollziehbare Aufschlag für Regelergie bei 50MW Leistung hält sich konstant bei gemittelt rund 100 EUR/MWh und ist damit tiefer als die tatsächlichen Aufschläge.
- Nicht durch fundamentale Effekte erklärbare Preisänderungen: Die Aufschläge betragen bis zu 7000 EUR/MWh über den erwarteten Werten basierend auf vergangenem Marktverhalten für 100 MW Leistung.
- Vergleich zu DE/AT: Insbesondere bei Leistungsmengen über 100MW ist die Differenz zum ausländischen Niveau ab April 2024 im Wochenschnitt bei über 100 EUR/MWh.

3.4. Positive Regelenergie aFRR

Bei der positiven zeigt sich ein ähnliches Bild, wie bei der negativen Regelenergie. Die Aufschläge gegenüber dem Spotpreis sind deutlich über dem, von Ompex als nachvollziehbar betrachteten, Niveau. Die Entwicklung ist im Vergleich zur negativen Regelenergie etwas verzögert und ist erst seit Juli 2024 auffällig.

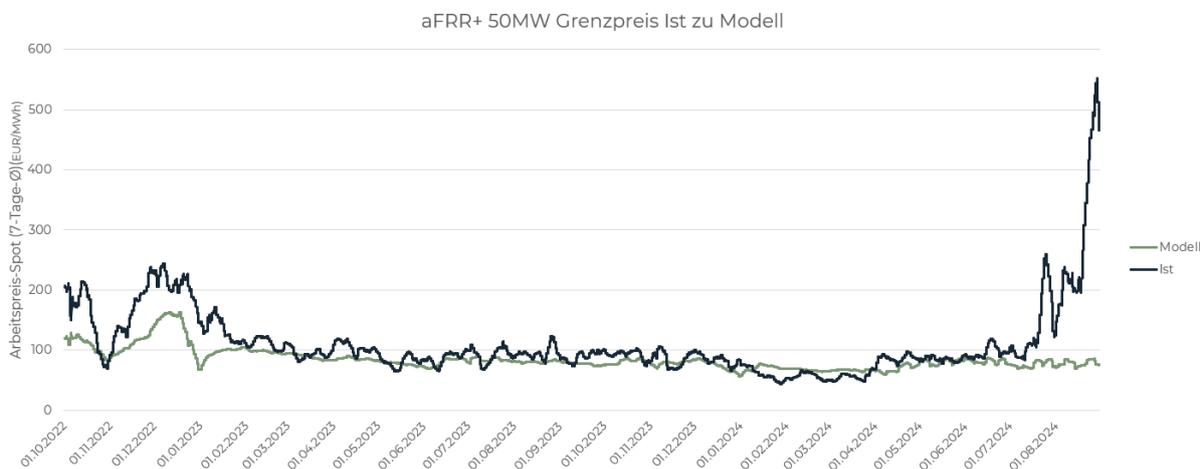


Abbildung 15 aFRR+ Grenzpreis 50MW Aufschlag ggü. Spotpreis Ist versus Ompex Modellberechnung, gemittelt

Abbildung 16 zeigt deutlich, dass die beschriebene Entwicklung für grössere Mengen abgerufener Regelenergie pro Viertelstunde extremer ausfällt.

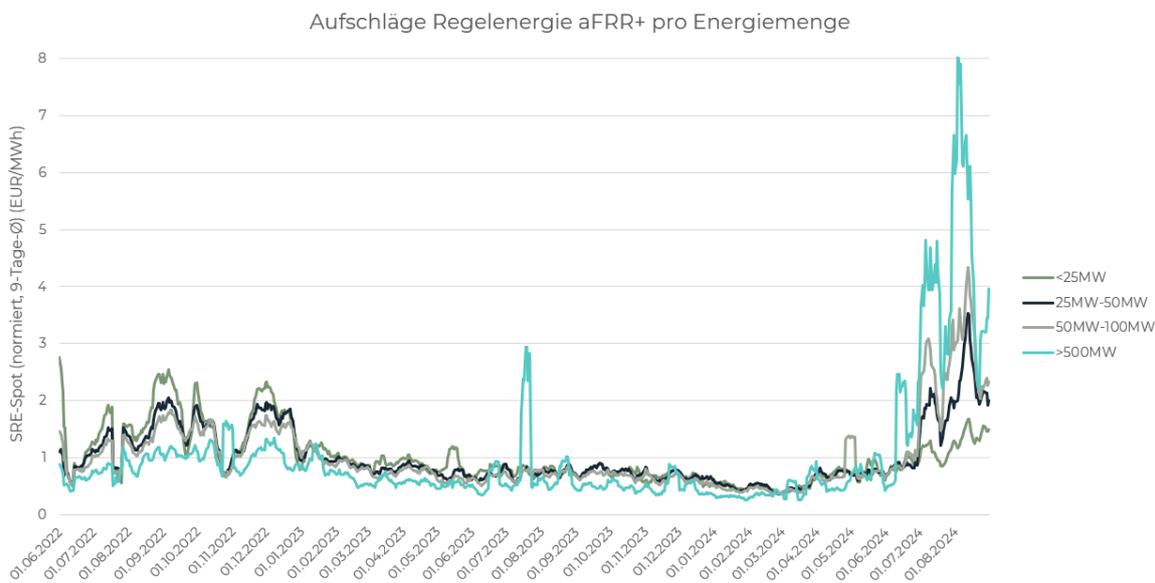


Abbildung 16 aFRR+ Grenzpreise für verschiedene Abrufleistungen ggü. Spotpreis gemittelt und normiert

Ebenso wie bei der negativen Regelenergie, treten die hohen Preisaufschläge ausschliesslich in Zeiträumen auf, in denen die kumulierte Stromerzeugung der Reservoirkraftwerke nahe dem saisonalen Minimum ist.

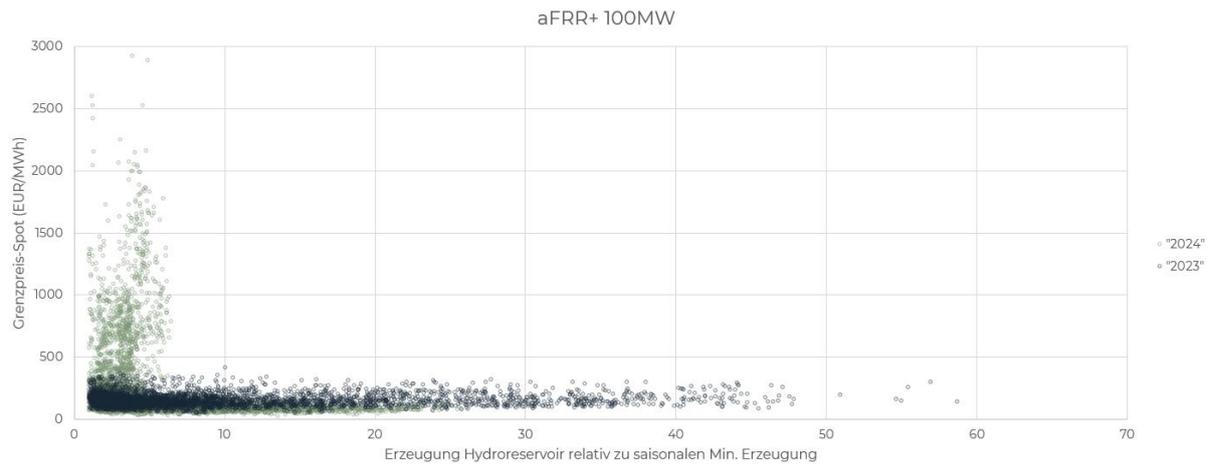


Abbildung 17 aFRR+ Grenzpreise 100MW ggü. Spotpreis in Abhängigkeit der relativen Erzeugung der Schweizer Reservoirkraftwerke

2023 belief sich der maximale Aufschlag auf 577 EUR/MWh, im Jahr 2024 2925 EUR/MWh. Auch bei diesen Zahlen sind die Intraday Auktion und Intraday Continuous Preise insofern berücksichtigt, als dass es tatsächlich zu Transaktionen für die Produkte der betroffenen Stunde kam.

Die Verfügbarkeit der Reservoirekraftwerke scheint keine direkte Auswirkung auf die Häufigkeit und Höhe der Extremsituationen zu haben. So kam es 2024 in rund 19% der Fälle zu Aufschlägen von über 500 EUR/MWh beim Grenzpreis von 100MW für positive Regelernergie für Situationen in denen die gemeldeten Ausfälle unter 1500 MW betragen als auch für Situationen in denen die gemeldeten Ausfälle über 1500 MW betragen. Der bedingte durchschnittliche Aufschlag in diesen Situationen unterschied sich für den 100 MW Grenzpreis nicht und betrug 970 EUR/MWh.

Wiederum kommt es zu hohen Preisaufschlägen bei geringer Erzeugung/hoher Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke. Dieser Umstand ist noch deutlich erstaunlicher bei positiver Regelernergie, da zu diesen Zeitpunkten grundsätzlich viel zusätzliche Erzeugungskapazität zur Verfügung steht.

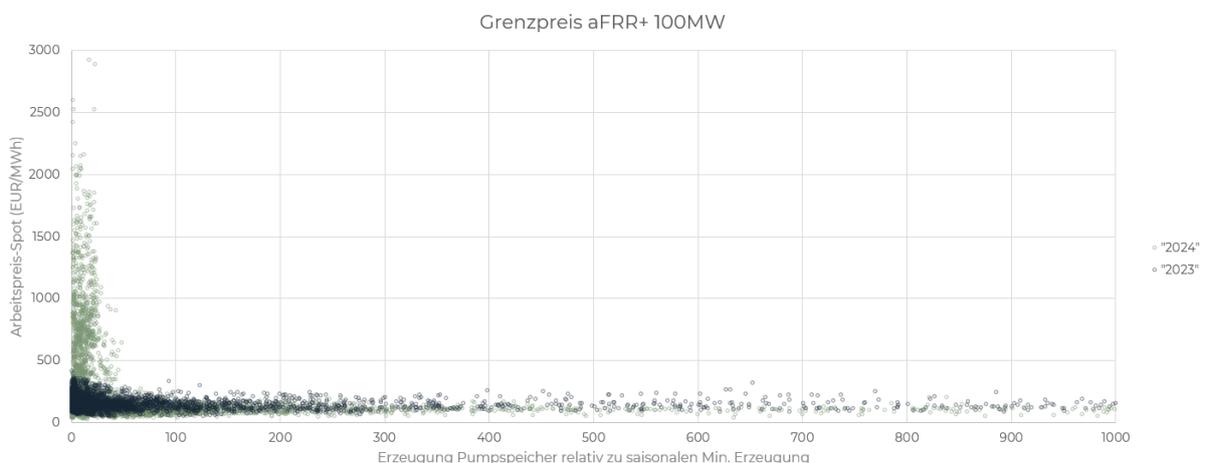


Abbildung 18 aFRR+ Grenzpreise 100MW ggü. Spotpreis in Abhängigkeit der relativen Erzeugung der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke

Da 2024 ein starkes hydrologisches Jahr war mit hohen Niederschlagsmengen und einer starken Schneeschmelze ab Mitte Mai, waren auch die Erzeugungsmengen der Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerke ab Mitte Mai hoch. Die erzwungenen Erzeugungsmengen sprechen gegen erhöhte Aufschläge bei positiver Regelernergie, da es im Interesse der Kraftwerksbetreiber ist, die maximal mögliche Menge der potenziell überschüssigen Energie (gewinnbringend) zu vermarkten. In solchen Situationen sollten die Leistungspreise ansteigen, da die Betreiber bevorzugt ihre Erzeugungsmengen maximieren, was am Spotmarkt geschieht. Ist eine gewisse Leistung aber erst einmal in der Vorhaltung, gibt es einen Anreiz tiefe Aufschläge auf die Arbeitspreise für positive Regelarbeit zu verlangen, um möglichst häufig abgerufen zu werden und damit die Erzeugung zu maximieren.

Bei der Unterscheidung von Viertelstunden mit Abrufen und ohne Abrufe, lässt sich für positive Regelarbeit kein Unterschied in der statistischen Häufigkeit von Aufschlägen über 500 EUR/MWh erkennen. Aufschläge über diesem Schwellenwert kommen jeweils in rund 5% der Fälle vor (siehe Abbildung 19).

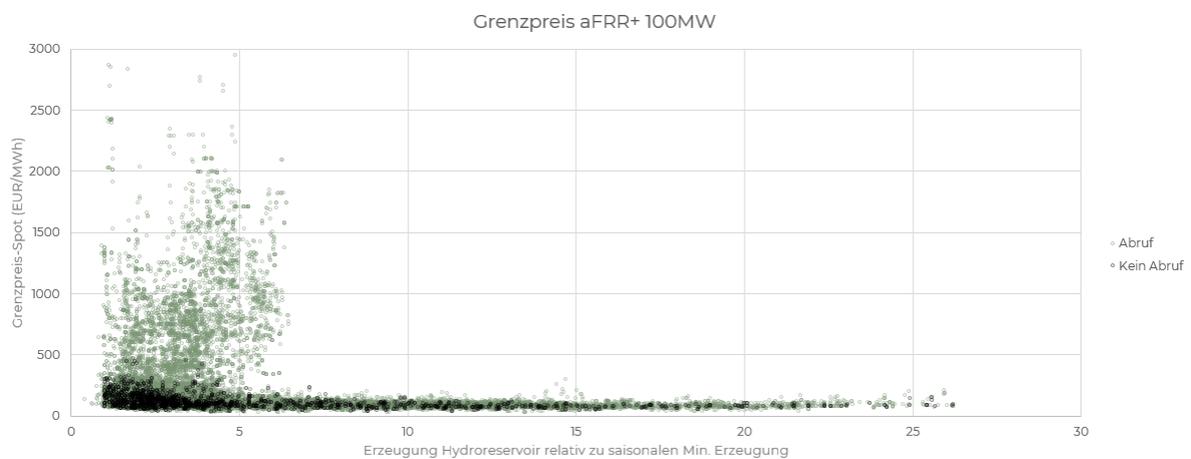


Abbildung 19 aFRR+ Grenzpreise 100MW und Erzeugung der Reservoirkraftwerke – Gegenüberstellung Viertelstunden mit und ohne Abrufe für das Jahr 2024

Im Vergleich zu den Regelernergiepreisen in Deutschland/Österreich ist die Schweizer Merit-Order vor allem oberhalb der 50MW seit anfangs Juli 2024 überproportional teuer geworden. In Anbetracht des zuvor erwähnten Einflusses der Hydrologie erstaunt dies, da die Erzeugung der Speicherkraftwerke im Juli und August sehr hoch ausfielen, aber gleichzeitig die Preisaufschläge über 500 EUR/MWh alle in Viertelstunden tiefer Erzeugung fielen.

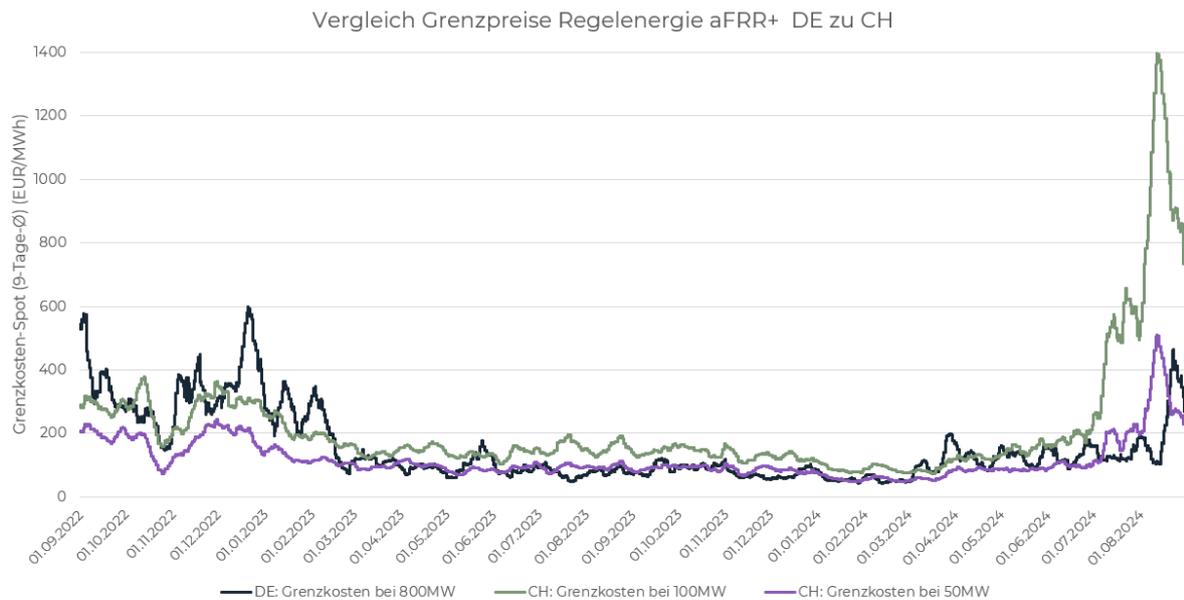


Abbildung 20 aFRR+ Grenzpreise 100 und 50MW ggü. Spotpreis im Ländervergleich

Der PV-Zubau in der Schweiz geht weiter stark voran und drückt die Strompreise, insbesondere von März bis August in den Mittagsstunden. Bei guten hydrologischen Bedingungen ist in den nächsten Jahren noch häufiger als dieses Jahr mit den gleichen Voraussetzungen zu rechnen, in denen seit März extreme Regelenergiepreisaufschläge zu beobachten waren. Diese hohen Aufschläge haben einen hohen Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten der Schweizer Verbraucher. Aus Sicht Ompex sind die hohen Aufschläge nicht durch Opportunitätskosten am Spot- oder Intraday begründet.

Zusammenfassung Positive Regelenergiepreise:

- Nachvollziehbares Niveau der Preise: Der nachvollziehbare Aufschlag für Regelenergie bei 50MW Leistung hält sich konstant bei gemittelt rund 100 EUR/MWh.
- Nicht durch fundamentale Effekte erklärbarer Preisänderungen: Die Aufschläge betragen bis zu 2300 EUR/MWh über den erwarteten Werten basierend auf vergangenem Marktverhalten für 100MW Leistung.
- Vergleich zu DE/AT: Insbesondere bei Leistungsmengen über 100 MW ist die Differenz zum ausländischen Niveau ab Juli 2024 im Wochenschnitt bei über 400 EUR/MWh.

3.5. Opportunitätskosten

Die Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreisen sollten eine kompetitive Kompensation für die Kraftwerksbetreiber darstellen im Vergleich zu den Opportunitätskosten an anderen Märkten. Beispielhaft wurde als Referenz ein Pumpspeicherkraftwerk modelliert, das entweder am Spot- und Intraday-Markt oder mit aFRR Regelenergie Erlöse erzielen kann. Die Betrachtung eines Pumpspeicherkraftwerkes ist hierbei eine Annäherung als Modellierung aller Technologien, die in einem Portfolio mit steuerbarer Produktion und Verbrauch bewirtschaftet werden. Zwar lässt sich der Verbrauch meist nicht steuern, sondern muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden, jedoch kann dies über Kraftwerke aus dem eigenen Portfolio, oder Handelsgeschäfte am Markt geschehen. Kommt es am Markt zu Opportunitäten, die einen Verbrauch begünstigen (bsp. negative Preise, die zu einem Pumpbetrieb führen), so kann in einem Produktions-Verbrauchs-Portfolio der Verbrauch durch Handelsgeschäfte gedeckt werden. Dies spart Produktionskapazitäten, die zu einem anderen Zeitpunkt gewinnbringend vermarktet werden können. Der finanzielle Mehrwert für Pumpspeicherkraftwerke sowie Portfolios ist somit ähnlich.

Für die Optimierung an den Spot- und Intraday-Märkten kann festgestellt werden, dass die Differenz des höchsten und tiefsten an den Intraday-Märkten gehandelten Preis zum Spot über die Zeit nicht signifikant gestiegen ist (siehe Abbildung 20). Das bedeutet, dass der Wert der Speicheroptimierung am Intraday über den betrachteten historischen Zeitraum ohne höhere Spreads, die sich auch im Spotpreis niederschlagen, nicht signifikant gestiegen ist.

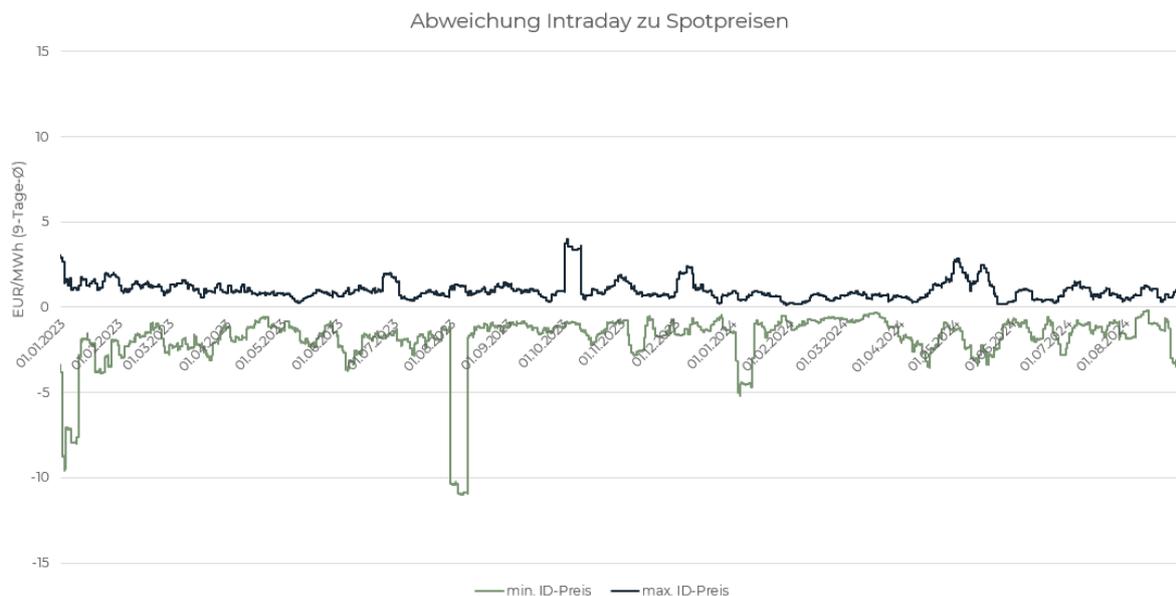


Abbildung 21 Gemittelte Abweichung der Intraday- zum jeweiligen Spotpreis der Schweiz. Die untere Linie zeigt die Differenz des Spotpreises zum tiefsten Intraday-Preis, die obere Linie zum höchsten. Dieser Spread beeinflusst die Opportunitätskosten der Kraftwerksbetreiber: je höher dieser, desto besser kann man die Rendite bei flexiblen Kraftwerken optimieren.

Für die Modellierung der Erlöse der beiden Optionen wurde jeweils eine Optimierung mit perfekter Voraussicht zu Grunde gelegt. Das beispielhafte Kraftwerk kann pro Tag jeweils bis zu sechs Volllaststunden turbinieren und pumpen. Das Verhältnis von Kapazität zu Leistung beträgt 15:1, bei einer Lade- und Entladeeffizienz von 95%. Die Mehrfachvermarktung an verschiedenen Märkten, bei denen die Erzeugung eines Kraftwerks zunächst verkauft und dann am anderen Markt wieder zurückgekauft wird

(sogenannter Optionswert eines Kraftwerks), wurde nicht berücksichtigt. Der Optionswert ist aus Abbildung 21 nicht ableitbar.

In Abbildung 22 sind die Ergebnisse der Modellierung zusammengefasst. Abgebildet sind die pro Monat durchschnittlich erzielten Spreads pro MW installierter Leistung für die beiden Erlösstrategien. «aFRR» bezeichnet die Zeitreihe der Spreads, welche durch eine Bewirtschaftung rein durch aFRR-Regelenergie erzielt werden konnte. «Spot/ID» bezeichnet diejenige, welche durch eine Bewirtschaftung rein am Spot-/Intraday-Markt erzielt werden konnte. Die absolute Höhe der durchschnittlichen Spreads ist aufgrund der Methodik der perfekten Vorausschau überschätzt und wurde nicht mit einem Abschlag korrigiert. Die Analyse zielt lediglich auf die relative Entwicklung der beiden Zeitreihen.

Während sich der erzielte Spread des Speicherkraftwerks an den Intraday-/Spotmärkten weitestgehend stabil entwickelt hat, sind die erzielten Spreads aus der Regelenergie ab März 2024 stark angestiegen. Würde man davon ausgehen, dass die zuvor beobachtete Differenz der beiden Erlösströme von rund 100 EUR/MWh eine angebrachte Kompensation für die Unsicherheit über die tatsächlichen Abrufe darstellen, so ist der Mehrverdienst von über 200 EUR/MWh ab Juni 2024 nicht mehr im Verhältnis zu den Opportunitätskosten an den Spot- und Intraday-Märkten. Ebenso hat sich die Abrufwahrscheinlichkeit nicht signifikant im betrachteten Zeitraum geändert (siehe Abbildung 25). Somit kann auch die Abrufwahrscheinlichkeit nicht die alleinige, mögliche Erklärung für die unterschiedliche Entwicklung der Spreads sein.

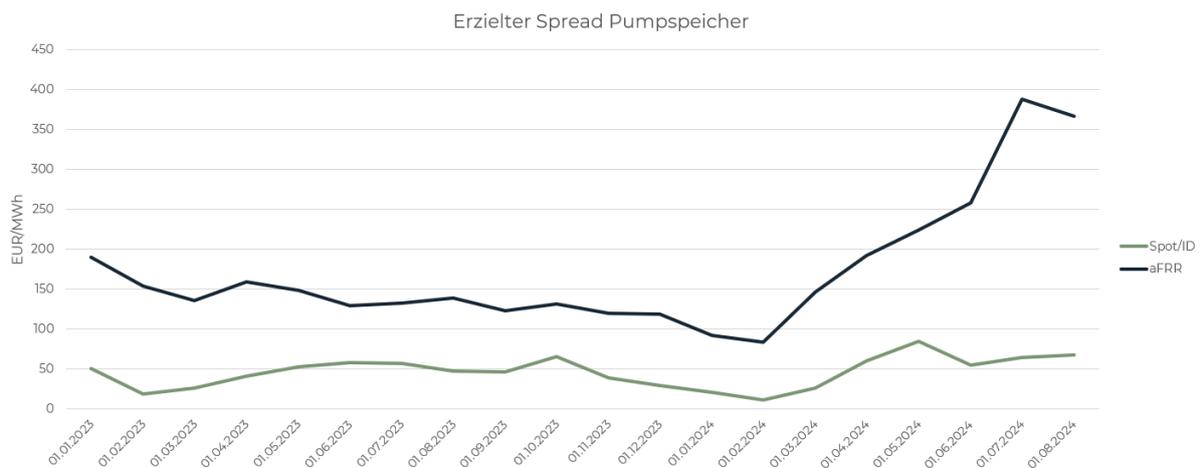


Abbildung 22 Modellierter erzielter Spread eines typischen Pumpspeicherkraftwerks in der Schweiz

Der Ansatz dieses Berichts beruht darauf, dass die Preise für die aFRR-Regelenergie zu einem Zeitpunkt in der Vergangenheit im Verhältnis zu den Opportunitäten an den Spot- und Intraday-Märkten angebracht waren. Es kann entsprechend keine Aussage darüber gemacht werden, ob die absolute Differenz des durchschnittlichen Spreads der beiden Erlösströme angebracht ist oder nicht (Für weitere Details wird auf das Kapitel Methodik verwiesen).

4. Sensitivitätsanalyse Rentabilität von Batteriespeichern

Das Angebot an Regelreserve in der Schweiz soll in Anbetracht des Wachstums an intermittierenden Erneuerbaren durch neue Technologien ergänzt werden. Die Elcom hat daher die Frage aufgeworfen inwiefern neue Technologien aktuell im Regelreservemarkt rentabel sind und, ob diese Rentabilität durch etwaige tiefere Maximalpreise beeinträchtigt sein könnte. Als ein Beispiel für diese neue Technologien, wurden in dieser Analyse Batteriespeicher untersucht.

Der Business Case für Batterieenergiespeichersysteme (BESS) basierend auf Einnahmen aus der Teilnahme am aFRR-Markt ist bei den aktuellen Marktkonditionen und Technologiekosten attraktiv. Die Einnahmen für einen generischen BESS setzen sich aus Leistungs- und Arbeitspreisen zusammen. Da BESS eine begrenzte Anzahl an Ladezyklen haben (ca. 6000), ist die Strategie stets Leistung vorzuhalten, aber nur in wenigen, teuren Momenten tatsächlich Regelenergie zu liefern am rentabelsten. Basierend auf dieser Logik, wird der Business Case zu einem Teil durch Erlöse aus der Leistungsreservierung getragen.

Zur Abschätzung der Rentabilität wurden die Einnahmen für ein repräsentatives Investment in ein BESS modelliert. Folgende Annahmen wurden bei der Sensitivitätsanalyse getroffen:

Parameter	Batterieenergiespeichersystem
Speicherzyklen pro Tag	1
Verhältnis Leistung zu Kapazität	1:2

Tabelle 1 Parameter der Speichermodellierung

Für die Einnahmen wurden die durchschnittlichen Leistungspreise von Juli bis September 2024 bei 200MW positiv und negativ angesetzt und diese gemäss dem aktuellen Terminmarktniveau für das Baseload Elektrizität in der Schweiz proportional zum Ompex Leistungspreismodell fortgeschrieben. Die bezahlten Leistungspreise für das 200. bezuschlagte Megawatt wurde gewählt, da es der Median der bezahlten Leistungspreise darstellt. Über den liquiden Horizont hinaus wurde das letzte Marktniveau (Kalenderjahr 2028) fortgeschrieben.

Für die Abschätzung der Einnahmen aus Regelenergie wurde vereinfacht eine perfekte Optimierung ob der gegebenen Preise - unter Berücksichtigung des Speicherstands und den Vorgaben zu den Speicherzyklen pro Tag - durchgeführt. Dabei wurde eine lineare Optimierung mit vollständiger Vorausschau über ein rollierendes Zeitfenster von einer Woche angewendet. Aus Komplexitätsgründen, wurde von einer Multi-Market-Optimierung abgesehen. Der Speichereinsatz findet in dieser Rechnung also nur am Sekundärregelmarkt statt. Damit ergeben sich auch die Erlöse und Kosten des Einsatzes ausschliesslich aus Sekundärregelleistung und -energie. Zusätzliche Erlöse durch eine kombinierte Vermarktung mit Spot- und Intraday-Markt sind möglich, aber nicht berücksichtigt. Aus unserer Erfahrung werden kleine Assets meist in Regelenergiepools vermarktet. Eine gleichzeitige Vermarktung für positive und negative Regelreserve ist durch die Pooling Effekte möglich und durchaus sinnvoll.

Die daraus erzielten Erlöse wurden mit einem konstanten Faktor von 0.8 skaliert, um den Effekt der Überschätzung der Einnahmen berücksichtigen. Die Optimierung erfolgte für die historischen Zeiträume 01.02.2023 bis 29.02.2024 («günstiger Arbeitspreise») und

01.01.2023 bis 31.08.2024 («teure Arbeitspreise»). Der in diesen Zeiträumen jeweils durchschnittliche erzielte Spread und die gelieferten Mengen wurden als zukünftige Einnahmen angelegt.

Die Optimierung erfolgte für aFRR und Spot/ID-Märkte getrennt. Tatsächlich ist es attraktiver beide Vermarktungsmöglichkeiten zu kombinieren, wurde hier aber aufgrund der Komplexität vernachlässigt.

Parameter	Batterieenergiespeichersystem
Spez. Investitionskosten [kCHF/MW]	800
Techn. Wartungskosten [% Investitionskosten /a]	3%
Kosten kommerzieller Betrieb [% Einnahmen]	20
Diskontierungsrate [%]	10
Verfügbarkeit [%]	98
Leistungsdegradation [%/a]	1.5

Tabelle 2 Parameter der Rentabilitätsrechnung

Für die gleichen Zeiträume wurden Sensitivitäten gerechnet, bei denen die Arbeitspreise bei +/- 1000 EUR/MWh abgeschnitten wurden. Die Preislimitierung hat für beide Sensitivitäten einen negativen Effekt auf die Rentabilität mit einer Verringerung der Internal Rate of Return um 1 bzw. 3.5 Prozentpunkte. Insgesamt sind aber alle vier Szenarien mit einer Internal Rate of Return von über 10% als ausreichend attraktiv anzusehen.

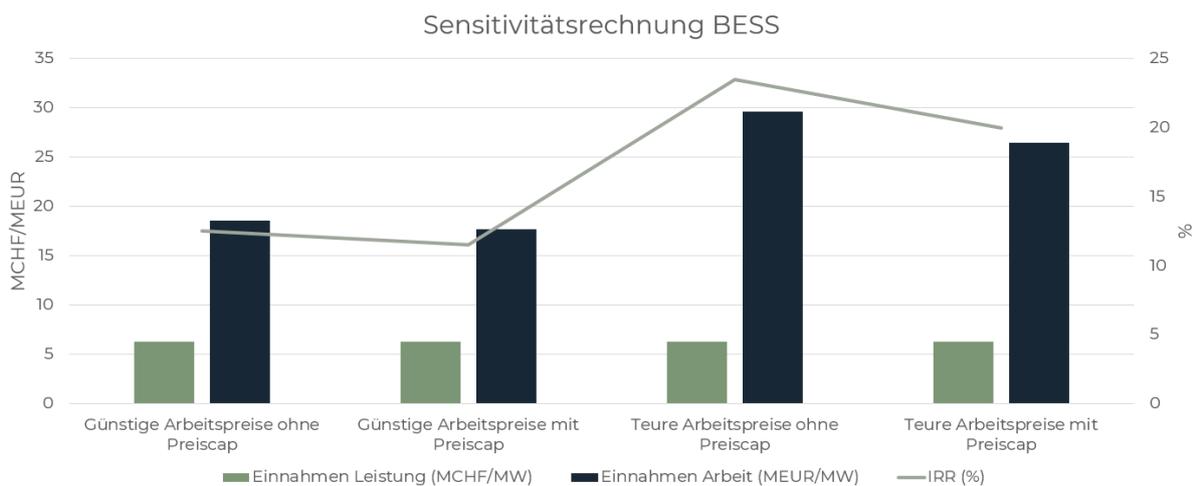


Abbildung 23: Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für die Rentabilität von BESS-Investitionen basierend auf Erlösen am Sekundärregelmarkt in der Schweiz

5. Methodik

In diesem Kapitel wird erläutert wie Ompex Regel- und Leistungspreise modelliert, welche im Rahmen dieses Berichts als Referenz verwendet wurden. Die Modellierung zielt nicht darauf ab, die einzelnen Grenzpreise möglichst genau zu treffen, sondern insgesamt einen Bereich abzubilden, der aufgrund der Marktpreise für Strom erwartet werden kann. In der Realität findet die Preisbildung für Regelleistung und Regelenergie abhängig voneinander statt. Es wird die Abwägung gemacht, ob die Kapazität und Energie am Markt für Elektrizität oder für Systemdienstleistungen vermarktet. Die Einnahmen aus Regelleistung und -energie sollten daher immer mindestens so hoch ausfallen wie die durch die Vermarktung von Elektrizität. Um die Komplexität der Analyse in einem angemessenen Mass zu halten, wurden die Komponenten getrennt modelliert. Die Aussagen behalten aber grundsätzlich ihre Gültigkeit, da das Niveau der Leistungspreise nicht unter, sondern auf der Erwartung ist.

5.1. Allgemeines

Betrachteter Zeitraum	01.01.2019 – 31.08.2024 mit Fokus auf Zeitraum 01.06.2022 – 31.08.2024 da sich mit der Einführung von PICASSO die Preisbildung für SRR grundsätzlich geändert hat
Länder	Schweiz, ergänzend zum Vergleich Deutschland & Österreich
Externe Datenquellen	Swissgrid, Entsoe Transparency, Epex Spot
Einschränkungen	<p>Die Abrufmengen werden im 4s Takt festgelegt, die Preise für Regelenergie über 15min mengengewichtet. Grundlage für die Analyse waren die durch Swissgrid veröffentlichten Merit Order der Leistungspreisgebote und die via Entsoe Transparency veröffentlichten Merit Order der Gebote für aFRR-Regelenergie. Es kann daher keine Aussage darüber gemacht werden, inwiefern die 4s scharfen Abrufmengen einen Einfluss auf den Preis haben.</p> <p>Intraday Continuous: Im Schweizer Liefergebiet ist dieser Markt nach wie vor sehr illiquid. Insbesondere sind die 15min Produkte kaum handelbar (tägliches Volumen meist <10 MWh) und wurden daher ignoriert. Zudem wurden nur Preise von tatsächlichen Transaktionen als relevant betrachtet, da bei geringer Liquidität die Aussagekraft von Bid und Asks stark eingeschränkt ist. Ebenso wurden von der IDA Auktion Schweiz nur Preise von Stunden berücksichtigt, in denen das gehandelte Volumen > 0 MWh war.</p> <p>Die Opportunitäten, die sich für Schweizer Kraftwerke im Spot und Intradaymarkt DE und AT ergeben, wurden nicht explizit im Modell berücksichtigt. Die Opportunitäten am Spot DE/AT spiegeln sich schon im Spotpreis der Schweiz wider und sind damit implizit berücksichtigt. Der Effekt des grenzüberschreitenden Intradayhandels und der Abrufmengen von Regelenergie für das Ausland wurde in der Analyse vernachlässigt.</p>

Tabelle 3 Allgemeine Bemerkungen zur Methodik

5.2. Modellierungsansatz

Grundsätzlich ist es nur mit sehr grossem Aufwand und detaillierten, teils nicht öffentlich zugänglichen Daten möglich, die Opportunitätskosten jedes einzelnen Kraftwerks und der Portfolios nachzuvollziehen und daraus eine Modellierung der Regelleistungs- und -energiepreise vorzunehmen. Um dennoch eine valide Annäherung auf die Fragen dieses Berichts geben zu können, wurde die Grundhypothese angenommen, dass die Preise zu einem gegebenen Zeitpunkt in der Vergangenheit ein nachvollziehbares Niveau darstellten, welches im Verhältnis zu den Preisen an den Märkten für Strom eingepreist war. Resultieren die Preise an den Strommärkten zu einem späteren Zeitpunkt in einem Niveau, welches sich durch die Zusammenhänge im eingepreisten Zustand nicht erklären lässt, muss der Rückschluss gezogen werden, dass die Preise zu diesem Zeitpunkt vom fundamentalen Niveau abweichen.

Entsprechend wurde ein mathematisches Modell erstellt, welches mit Hilfe der relevantesten Treiber ein Niveau der Regelleistungs- und -energiepreise nachbildet. Die Ermittlung wurde durch ein Fitting in einem gleitenden Zeitfenster in der Vergangenheit angewendet. Solange dieselben Einflussgrössen mit gleichbleibenden Fitting-Faktoren das Niveau der Zielgrössen mit hoher Güte vorhersagen, liegt eine fundamental begründete Entwicklung der Zielgrössen aus Regelleistungs- und -arbeitspreisen vor.

Als Modell kam eine multivariable, lineare Regression auf einem gleitenden symmetrischen Zeitfenster von drei Monaten zum Einsatz. Je Berechnung der Regressionsfaktoren ist der Bezugspunkt und mit ihm das Fenster um einen Monat in die Zukunft verschoben worden. Die angewendete Methodik ergibt Regressionsfaktoren, die über einen grossen Teil der Historie nahezu konstant sind und das Niveau der Zielgrössen mit ausreichender Güte nachbilden. Ab einem gewissen Zeitpunkt variieren die Faktoren stark. Ab diesem Zeitpunkt weicht der Markt also von fundamentalen Einflüssen ab oder es gibt neue, vom Modell nicht berücksichtigte Einflussfaktoren, die die Preisbildung erklären. Im vorliegenden Bericht werden solche, zusätzlichen etwaigen Faktoren qualitativ diskutiert.

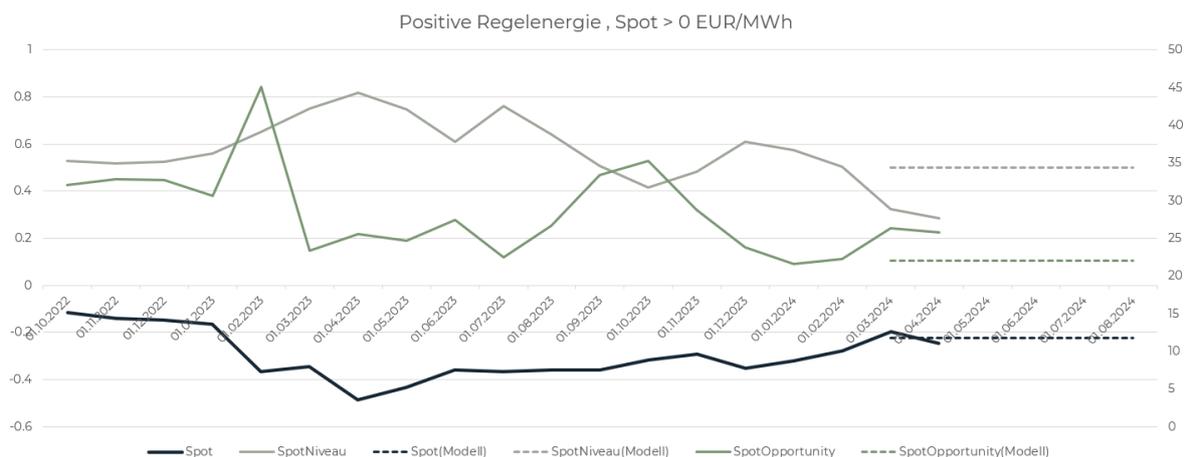


Abbildung 24: Entwicklung der Faktoren des Modells für Positive Regelernergie über die Zeit (Spotpreise > 0 EUR/MWh)

5.3. Regelleistung

Getrennt nach Richtung der Regelleistung wurde jeweils der mengengewichtete Durchschnittspreis als Zielgrösse verwendet, auch wenn die Preisfindung für Regelleistung im pay-as-bid Verfahren erfolgt. Folgende Inputs wurden für die Modellierung der Aufschläge für Regelleistungspreise verwendet:

- Preis Baseload Frontmonat: der zum Auktionszeitpunkt an der EEX veröffentlichte Settlement Preis des jeweiligen Monatsprodukts der Lieferwoche
- Spotniveau: Der durchschnittliche, zu erwartende Spotpreis der Lieferwoche basierend auf der Hourly Price Forward Curve der Ompex zum Auktionszeitpunkt
- Opportunitätskosten: die pro Lieferwoche am Spotmarkt zu erwartenden Erlöse eines Pumpspeicherkraftwerks pro installierte Leistung wie zum Auktionszeitpunkt zu erwarten. Die Erlöse wurden mit einer linearen Optimierung unter perfekter Voraussicht berechnet. Das Pumpspeicherkraftwerk wurde ohne natürliche Zuflüsse modelliert. Die Zielfunktion war die Maximierung der Erlöse basierend auf Hourly Price Forward Curve. Es wurde eine konstante Effizienz von 95% angenommen. Das Verhältnis von Kapazität zu Leistung beträgt 15:1.
- Abweichung der Speicherstände der Schweizer Wasserreservoirs vom langjährigen Mittel: die zum jeweiligen Auktionszeitpunkt aufgrund der aktuellen Speicherstände und der vorhergesagten Zuflüsse zum Lieferzeitpunkt zu erwartenden Abweichungen der Speicherstände der Schweizer Wasserreservoirs vom langjährigen Mittel.

Diese Inputs wurden jeweils für jede Lieferperiode mengengewichtet pro Auktionszeitpunkt mittels der Ompex internen Hourly Price Forward Curve berechnet und gewichtet über alle Auktionen für jede Lieferperiode gemittelt. Mit diesen Inputs wurde wiederum das Modell gefittet, um den mengengewichteten Durchschnittspreis abzubilden.

5.4. Regelenergie

Getrennt nach Richtung der Regelenergie wurden als Zielgrösse die aus den Merit Order ausgelesenen, marginalen Preise (Grenzpreise) für fixe Regelenergiemengen verwendet. Die Merit Order sind wie auf der Entsoe Transparency Plattform publiziert, verwendet worden. Das Fitting des Modells erfolgte wie unter 5.2 beschrieben, wobei für das Modell in Perioden unterschieden wurde, in denen strikt positive und negative Spot- und Intraday-Preise gehandelt wurden.

Folgende Inputs wurden als Erklärende für die Preisbildung verwendet:

- Spotpreise: Die an der Day-ahead Auktion der EpexSpot erzielten stundenscharfen Preise
- Spotniveau: Der durchschnittliche Spotpreis der Lieferwoche
- Opportunitätskosten: die pro Liefertag am Spotmarkt zu erwartenden Erlöse eines Pumpspeicherkraftwerks pro installierter Leistung berechnet auf den tatsächlich realisierten Preisen der Day-ahead Spotauktion, der Intraday-Auktion und des Intraday-Continuous Markts.⁵ Die Erlöse wurden mit einer linearen Optimierung unter perfekter Voraussicht berechnet. Das Pumpspeicherkraftwerk wurde ohne natürliche Zuflüsse modelliert. Die Zielfunktion war die Maximierung der Erlöse basierend auf der kombinierten Preiskurve aus Day-ahead Spotauktion, der Intraday-Auktion und des Intraday-Continuous Markts. Es wurde eine konstante Effizienz von 95% angenommen. Das Verhältnis von Kapazität zu Leistung beträgt 15:1.

Da die Optimierung für die Opportunitätskosten mittels einer perfekten Voraussicht erfolgte, ist das absolute Potential leicht überschätzt. Da der Fokus der Analyse eine relative Aussage über die Zeit ist, kann diese Überschätzung hier vernachlässigt werden. Es wurde keine Mehrfachvermarktung an den verschiedenen Märkten modelliert, bei denen die Erzeugung eines Kraftwerks zunächst verkauft und dann am anderen Markt wieder zurückgekauft wird (sogenannter Optionswert eines Kraftwerks). Dieser hebt den Wert an den genannten Märkten nochmals. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sich dieser Zusatzwert relativ über die Zeit nicht stark geändert hat, da die im Intraday beobachteten minimalen und maximalen Spreads zum Spot über die Zeit keinen signifikanten Trend aufweisen (siehe Abbildung 21).

Die hohe Anzahl und Höhe der negativen Preise hat die Preise für Regelenergie erhöht, dies insbesondere in Kombination von hohen, positiven Spotpreisen in den Randstunden des Peaks. Dadurch hat sich das Erlöspotential von Pumpspeichern deutlich erhöht. Die, im Modell von Ompex berücksichtigten Opportunitätskosten sind dadurch gestiegen und erhöhen die Preise für Regelenergie. Zusätzlich sinkt die Anzahl der Stunden in denen Reservoirkraftwerke ihre Produktion zu einem kleinen Spread gegenüber dem Spot/ Intraday-Preisen anpassen. Dieser Effekt ist im Modell von Ompex nicht berücksichtigt.

Für die Regelenergie wurden die Regelenergiemengen der Merit Order von 50 und 100 MW ausgelesen und modelliert. Dies, da die durchschnittliche Abrufmenge in beide Richtungen rund 30MW beträgt und die maximalen Abrufmengen von rund 400MW sehr selten aktiviert werden.

Die Abrufwahrscheinlichkeit für Regelenergie, welche durch natürliche Fluktuationen und Prognosefehler bestimmt wird, kann die Preisbildung für Regelenergie massgeblich beeinflussen. Die Auswirkungen einer erhöhten Aktivierungswahrscheinlichkeit auf das Regelenergie-Preisniveau müssten separat und technologiescharf analysiert werden. Einerseits wirkt sich eine höhere Abrufwahrscheinlichkeit preisdämpfend aus, da sich der

⁵ Wie unter 5.1 erwähnt, wurden nicht alle Preise der Intraday-Auktion und des Intraday Continuous Markts verwendet.

erwartete Erlös ceteris paribus erhöht. Andererseits wirkt (insbesondere in der Schweiz mit dem von Reservoirkraftwerken geprägten Angebot für Regelreserve) die höhere Abfragemenge bei fixem Energieangebot preistreibend.

Der Abbildung 25 kann man entnehmen, dass die Abrufwahrscheinlichkeit sowie die durchschnittliche Leistung pro Abruf im Zeitraum von 1.1.2023 bis 31.08.2024 um einen konstanten Wert fluktuiert. Für dieses Modell wurde die Abrufwahrscheinlichkeit nicht miteinbezogen, da die Abrufwahrscheinlichkeiten keinen Trend aufzeigen und somit keine Erklärung für die im Dokument beschriebene Entwicklung der Arbeits- und Leistungspreise bieten kann.

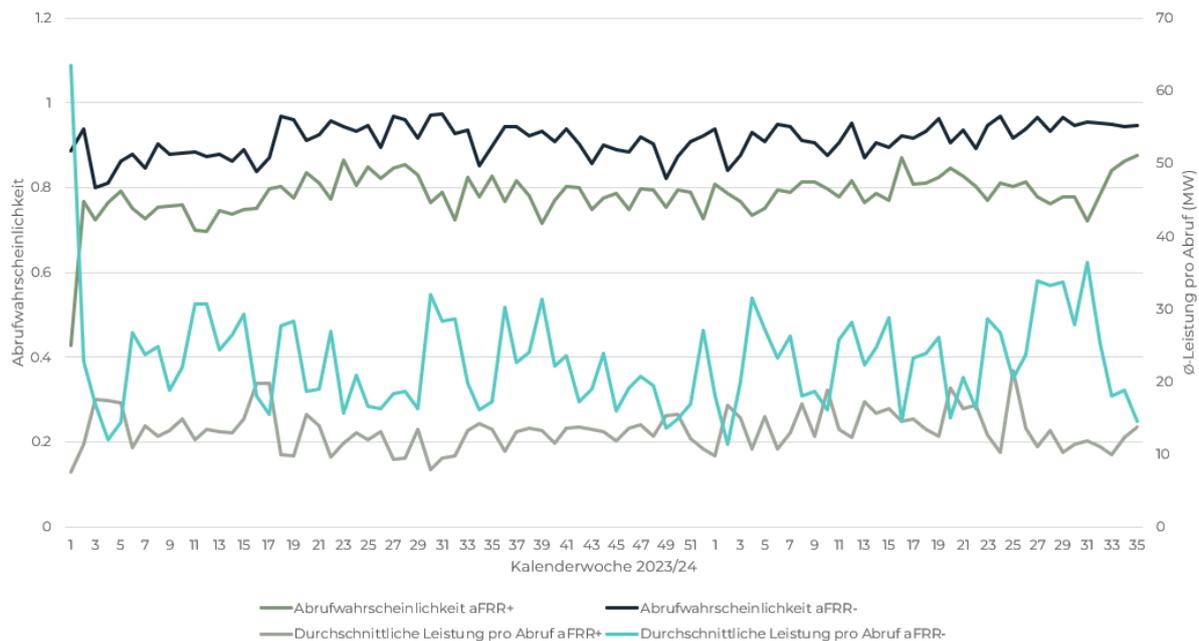


Abbildung 25: Abrufwahrscheinlichkeiten und -leistungen. Die Abrufwahrscheinlichkeit wurde berechnet, indem für aFRR+ sowie aFRR- die Viertelstunden mit Abruf durch die gesamten Viertelstunden in einer Woche geteilt wurden. Der erste Punkt der Serie ist ein Ausreisser, da die erste Kalenderwoche im Jahr 2023 nur einen Tag hatte.

6. Glossar

Begriff	Erläuterung
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve oder Sekundärreserve, die nach 5 Minuten voll aktiviert sein muss und graduell ab 30s FCR (Primärreseve) ersetzt.
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve oder Tertiärreserve, die nach 15 Minuten voll aktiviert sein muss und graduell aFRR ab 12.5 Minuten ersetzt.
NRV	<p>Netzreglerverbund, eine internationale Kooperation zur Bilanzierung der Regelzonen, damit ein «Gegeneinanderregeln» vermieden wird.</p> <p>NRV+ (Import): Importierte positive Sekundärregelenergie aus dem Ausland pro 15 Minuten</p> <p>NRV- (Export): Exportierte negative Sekundärregelenergie aus dem Ausland pro 15 Minuten</p>
Preisaufschlag für Regelenergie	Die Differenz des Grenzpreises der jeweiligen Regelenergie zum teuersten / günstigsten Preis in derselben Lieferperiode aus der Spot- und Intraday-Auktion sowie der Intraday-Continuous Markt