



---

# Analyse des Marktes für Sekundärregelenergie

## Marktstruktur und Preisentwicklungen

---

Bern, 30. April 2025

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Ziele .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Marktbewegungen und Preisstruktur .....</b>	<b>9</b>
2.1	Marktüberblick .....	9
2.1.1	Struktur und Statistiken der Abrufe .....	10
2.1.2	Struktur und Statistiken der Gebote .....	12
2.1.3	Kostenstruktur und Statistik .....	23
<b>3</b>	<b>Modellanalysen der Kostenstruktur .....</b>	<b>24</b>
3.1	Modellierung der Kostenstruktur eines Pumpspeicherkraftwerks .....	25
3.1.1	Kostenstruktur für SRL .....	25
3.1.2	Kostenstruktur der freiwilligen Gebote .....	27
3.1.3	Kostenstruktur der verpflichtenden Gebote .....	29
3.2	Kostenstruktur für Anlagen mit Auswirkungen eines netzseitigen Leistungstarifs .....	30
3.3	Modellvergleich der Pumpspeicher mit historischen Geboten .....	31
3.4	Schlussfolgerungen .....	35
<b>4</b>	<b>Auswirkungen eines Caps .....</b>	<b>35</b>
4.1	Anzahl freiwilliger Gebote .....	35
4.2	Anzahl Leistungsgebote und Marktteilnehmer .....	38
4.2.1	Präqualifizierte Leistung .....	38
4.2.2	Leistungspreissensitive Marktteilnehmer .....	39
4.2.3	Marktteilnehmer mit regulatorisch begrenzter Jahresproduktion .....	40
4.3	Abwanderung zu TRE/TRL Markt .....	41
4.4	Systemdestabilisierende Arbitragegeschäfte .....	41
4.5	SRL Preisrisiken .....	42
4.6	Reduzierte Investitionsanreize in Flexibilitäten .....	42
4.7	SRE Kosten .....	43
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....</b>	<b>44</b>

## Management Summary

### Ausgangslage

Bei der Sekundärregelenergie (SRE) handelt es sich um Energie, welche der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid beschafft, um kurzfristige Ungleichgewichte im Stromnetz zur Erhaltung der Systemstabilität auszugleichen (Systemdienstleistungen). Die Beschaffung dieser Energie sowie der zugrundeliegenden Kraftwerksleistung erfolgt auf Basis von Ausschreibungsverfahren, welche Swissgrid durchführt. Nach einer Umstellung des Beschaffungsregimes für SRE stiegen ab Mitte 2022 die Preise – bzw. die entsprechenden Auf- und Abschläge über den Spotmarktpreisen – und damit die Kosten für SRE spürbar an. Anfang Sommer 2024 akzentuierte sich der Anstieg der SRE-Preise markant und verharrte dann auf hohem Niveau.

Aufgrund dieser Beobachtungen fand am 2. Oktober 2024 eine Telefonkonferenz statt, an welcher das Fachsekretariat seine Beobachtungen und ersten Einschätzungen zu den Marktentwicklungen gegenüber den Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) und zudem die Möglichkeit einer Preisbegrenzung erläuterte. Gleichzeitig wurden die SDV gebeten, in schriftlicher Form mögliche Erklärungen für die SRE-Preisentwicklung darzulegen. Ergänzend gab das Fachsekretariat im Sinne einer «Second Opinion» bei der Unternehmung Ompex eine Analyse in Auftrag. Ompex sollte zur Frage, ob die Preise für Sekundärregelenergie und -leistung fundamental unter wettbewerblichen Bedingungen nachvollziehbar sind, eine unabhängige Stellungnahme abgeben. Die Analyse von Ompex kam zum Schluss, dass die Preise bzw. die Höhe der Aufschläge für SRE nicht durch Opportunitätskosten am Spot- und Intraday Markt erklärbar sind.

### Analyse SRE-Preisentwicklung durch die EICom

In der Folge führte das Fachsekretariat weitergehende eigene Analysen zum SRE-Markt durch. Im vorliegenden Bericht werden die Resultate dieser Analyse dargestellt. Diese Analyse des Fachsekretariats unterscheidet sich methodisch grundlegend von jener der Ompex. Sie simuliert das Markt- bzw. Bieterverhalten unterschiedlicher Technologien für Sekundärregelenergie (SRL) und SRE (differenziert nach verpflichtenden Geboten (mit Zuschlag in SRL Auktion) und freiwilligen Geboten) basierend auf spezifischen Opportunitätskosten und unter Berücksichtigung verschiedener Abrufwahrscheinlichkeiten. Untersucht werden weiter das Gebotsniveau sowie dessen Entwicklung sowie die mögliche Erklärung dieses Niveaus bzw. dessen Veränderungen durch fundamentale marktliche Gegebenheiten. Ergänzend werden die möglichen Auswirkungen einer Preisbeschränkung (Cap) für SRE diskutiert.

Zusammengefasst ergaben sich aus der Analyse die folgenden Erkenntnisse:

- Die SRL-Preise bewegten sich 2024 auf einem nachvollziehbaren Niveau und sind in diesem Sinne nicht als auffällig zu beurteilen. Hingegen können die Preise sowohl für SRE- als auch für SRE+ besonders seit Frühjahr 2024 im Vergleich zu den Vorjahren als ausserordentlich hoch bezeichnet werden. Diesbezüglich ist festzustellen, dass die SRE-Kosten (sowohl SRE+ als auch SRE-) pro MWh weiterhin auf ausserordentlich hohem Niveau über den Spot- und Intraday-Preisen verharren.
- Es stellte sich die Frage, ob sich die ausserordentlich hohen Gebote für SRE gestützt auf beobachtbare fundamentale Entwicklungen im Markt und unter wettbewerblichen Bedingungen erklären lassen. Dies ist basierend auf den durchgeführten Analysen des Fachsekretariates nicht der Fall. Im Einzelnen ergaben sich folgende Ergebnisse:
  - o Der Anstieg der Gebotspreise (SRE+ und SRE-) steht besonders im dritten Quartal 2024 im Gegensatz zum tieferen Preisniveau des Spotmarktes in diesem Zeitraum. In der Analyse lässt sich zudem lediglich eine schwache Korrelation der Spotmarktpreise mit den Gebotshöhen besonders bei SRE+ feststellen.

- Ganz generell können keine oder nur sehr beschränkte Erklärungen des Gebotsverhaltens für SRE anhand der Entwicklungen von Fundamentaldaten (Marktpreisentwicklungen, Abrufwahrscheinlichkeiten und Mengen, Opportunitätskostensimulation) gefunden werden. So zeigt die gestützt auf historische Daten vorgenommene Kostenmodellierung eines repräsentativen Pumpspeicherkraftwerks für die Zeitphase der besonders hohen SRE-Gebote weder Hinweise auf grundlegende Veränderungen in der (Opportunitäts-) Kostenstruktur noch andere Gründe, weshalb die Preise hätten stark ansteigen sollen.

Die Auswertungen zeigen, dass die SRE-Preise besonders ab Frühjahr/Sommer 2024 auf aussergewöhnlich hohem Niveau liegen. Basierend auf den durchgeführten Analysen zeigt sich, dass sich diese Preisentwicklungen nicht fundamental erklären lassen. Es muss daher angenommen werden, dass der Marktmechanismus bei SRE nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung auch keine marktorientierten Ergebnisse ergeben.

### **Mögliche Nebenwirkungen und Risiken einer Preisbegrenzung**

Um besonders hohe, (fundamental) nicht begründbare SRE-Preise auszuschliessen, kann eine Preisbegrenzung (Cap) für SRE-Gebote erwogen werden. Um unerwünschte Nebenwirkungen auf den Wettbewerb und die Preise aber auch auf die Systemstabilität zu vermeiden, sind allfällige Risiken bei einer allfälligen Einführung und Ausgestaltung eines Cap zu evaluieren. In der vorliegenden Analyse werden die potenziellen positiven und negativen Effekte eines Cap erörtert:

- Reduzierte Anzahl freiwilliger Gebote: Durch die Reduktion des Maximalpreises könnten Gebote, die höhere Kosten aufweisen, aus dem Markt zurückgezogen werden, was sich negativ auf Wettbewerb und Systemstabilität auswirken könnte. Besonders betroffen wären sog. freiwillige Gebote, welche nicht bereits einen Zuschlag und damit eine Abgeltung für die Vorhaltung der Leistung erhalten haben. Einerseits aber kann angenommen werden, dass freiwillige Gebote vor allem bei tiefen Opportunitätskosten gestellt werden, so dass nur mit einem relativ geringen Wegfall von freiwilligen Geboten zu rechnen wäre. Andererseits wäre es möglich, dass ein Cap lediglich sog. verpflichtende SRE-Gebote adressiert – also SRE, die in Zusammenhang mit Sekundärregelenergie (SRL) angeboten wird. Dadurch würde der Cap zwar einen Grossteil der SRE-Gebote adressieren, hätte jedoch keine Beschränkungen spezifisch für die freien Gebote zur Folge.
- Marktaustritte nachfrageseitiger Flexibilität: Ein Cap könnte sich potenziell besonders negativ auf das Angebot von nachfrageseitiger Flexibilität auswirken. Mit dem Einsatz solcher nachfrageseitigen Flexibilitäten gehen aufgrund von Leistungspreisen im Netztarif zum Teil sprunghaft höhere Netzkosten für den Anbieter einher. Davon betroffen wäre aber nur ein geringer Teil der Anlagen, zudem nur beim Angebot für SRE-. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der Effekt der Netztarife bereits im heutigen Kontext zu einer suboptimalen Teilnahme solcher Anlagen im SRL/SRE-Markt führt. Um die zusätzlichen Netzkosten zu kompensieren, benötigen sie aus einer systemischen Sicht einen viel zu hohen Abrufpreis, was sich nicht nur negativ auf die Effizienz des SRE-Marktes auswirkt, sondern auch auf ihre eigenen Ertragsmöglichkeiten.
- Arbitragegeschäfte, welche das System destabilisieren: Durch den Cap bei SRE wäre es nicht auszuschliessen, dass die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie tiefer sind, als die Preise für alternative Beschaffungen im Intraday-Markt. Als Folge davon könnten Anreize der Bilanzgruppen, ihre Unausgeglichenheit selber im Intraday-Markt zu korrigieren, geschmälert werden. Das System könnte zudem mittels grenzüberschreitender Arbitragegeschäfte zusätzlich destabilisiert werden. Das Risiko erscheint allerdings eher theoretisch: Erstens haben Bilanzgruppen eine Pflicht zur Ausgeglichenheit; zweitens würde der Cap nicht zwangsläufig den Preis für die Ausgleichsenergie beschränken, zumal die Tertiärregelenergie sowie ggf. freiwillige SRE-Gebote (sofern diese nicht vom Cap betroffen sind) weiterhin auf 15'000

EUR/MWh steigen könnten und die Schweizer Spot- und Intraday-Preise (Preisindex ID1) seit Anfang 2022 nie über 1'000 EUR/MWh lagen.

- Reduzierte Investitionsanreize in neue Technologien, v.a. Batteriespeicher: Ein Cap könnte die Ertragsmöglichkeiten etwa von Batteriespeichern schmälern, so dass Investitionen ausbleiben und mittelfristige positive Wirkungen auf die Liquidität im SRL/SRE-Markt ausbleiben. In der Praxis ist aber nicht davon auszugehen, dass Investitionsrechnungen für derartige Anlagen derart einseitig auf potenzielle SRE-Marktpreise abstellen, und vor allem nicht auf den aktuell ausserordentlich hohen SRE-Preis. Ausserdem wären die Realisationszeit und die Lebensdauer von Anlagen so lang, dass sie von einem befristeten Cap kaum betroffen wären.

## Schlussfolgerungen und Ausblick

Die im vorliegenden Bericht dargestellten Analysen lassen den Schluss zu, dass der Marktmechanismus bei SRE wohl nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung keine marktorientierten Ergebnisse ergeben. Die EICom hat daher beschlossen, dass alle möglichen Massnahmen zu prüfen sind. Als kurzfristige Korrekturmassnahme wurde eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis initiiert. Der Cap betrifft lediglich verpflichtende SRE-Gebote – also SRE, die in Zusammenhang mit Sekundärregelleistung (SRL) angeboten wird – und liegt bei 1'000 EUR/MWh (bisheriges Limit: 15'000 EUR/MWh). Die zwischen Swissgrid und den sog. Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) abgeschlossene Vereinbarung trat ab Anfang März 2025 in Kraft und gilt bis Ende 2025.

Ein solcher hinsichtlich Wirkung und potentieller negativer Effekte austarierter Cap, der zwischen verpflichtenden und freiwilligen Geboten differenziert und befristet ist, stellt eine kurzfristig erforderliche, geeignete und verhältnismässige Massnahme zur Korrektur dar. Insbesondere können die dargestellten potenziellen negativen Nebenwirkungen und Risiken vermieden bzw. minimiert werden, da die Preisbegrenzung lediglich die verpflichtenden Gebote betrifft, nicht jedoch die freiwilligen Gebote. Mit einer derartigen differenzierten Ausgestaltung der Preisbegrenzung sind potenziell spürbare Auswirkungen auf die SRE-Kosten zu erwarten- (da der grösste Teil der SRE-Gebote auf verpflichtender Basis sind), was letztlich die Endverbraucherinnen und Endverbraucher entlastet. Hingegen können durch eine solche Differenzierung allfällige Risiken oder Verzerrungen minimiert werden, da die Höhe des SRE-Preises nicht generell eingeschränkt wird. So wird durch eine Beibehaltung der bisherigen Preisgrenze für freiwillige Gebote das Risiko von Marktaustritten oder generell reduzierten Angebotsmengen für freiwillige SRE-Gebote minimiert. Ausserdem wird das Risiko von Arbitragemöglichkeiten minimiert.

Wie oben dargestellt, handelt es sich beim Cap um eine kurzfristige und befristete Massnahme zur Korrektur der ausserordentlich hohen und fundamental nicht begründeten SRE-Preise im aktuellen Beschaffungsregime. Da es sich nicht um eine dauerhafte Lösung handelt, braucht es ergänzend flankierend Massnahmen, um den SRE-Markt mittel- und längerfristig effizienter und wettbewerblicher zu gestalten. Dazu sind die gesamte Wertschöpfungskette sowie alle angrenzenden und vorgelagerten Prozesse auf Verbesserungspotenziale zu prüfen. Dies umfasst etwa die generelle Vergütung von Kurzfristflexibilität, wie sie z.B. auch in Tertiärregelenergie- (TRE) oder Redispatch-Prozessen relevant ist, die Senkung der technischen und organisatorischen Eintrittsbarrieren für neue Anbieter sowie die Optimierung des Reserveeinsatzes (SRE vs. TRE-Einsatz).

Und nicht zuletzt braucht es auch Massnahmen, um den Bedarf an Ausgleichs- und damit auch die nötige Regelenergie zu reduzieren. Hier geht es um eine Verbesserung der Last- und Einspeiseprognosen der Bilanzgruppen. Dies steht auch in einem Zusammenhang mit dem Zugang zu den nationalen und internationalen Intraday-Märkten, dem stetig steigenden Zubau von PV-Anlagen, wodurch die Relevanz von Wetterprognosen erhöht wird, sowie dem Informationsaustausch mit Verteilnetzbetreibern und Lieferanten, die Daten über die installierte Leistung und Messdaten gemäss den Branchendokumenten MC und SDAT in guter Qualität an die Bilanzgruppen liefern sollen. Die EICom hat diesbezüglich bereits mit der Branche verschiedene Arbeiten initiiert und steht in engem Austausch mit den Marktakteuren.

## Résumé exécutif

### Situation de départ

L'énergie de réglage secondaire (SRE) est une énergie que le gestionnaire du réseau de transport Swissgrid acquiert pour compenser les déséquilibres à court terme dans le réseau électrique afin de maintenir la stabilité du système (services système). L'acquisition de cette énergie ainsi que de la réserve de puissance s'effectue sur la base de procédures d'appel d'offres menées par Swissgrid. Suite à un changement du régime d'acquisition des offres SRE, les prix - ou les majorations et minorations correspondantes en sus des prix du marché spot - et donc les coûts de SRE ont sensiblement augmenté à partir de la mi-2022. Au début de l'été 2024, la hausse des prix des offres SRE s'est accentuée de manière significative pour se maintenir ensuite à un niveau élevé.

Sur la base de ces observations, une conférence téléphonique a eu lieu le 2 octobre 2024, au cours de laquelle le secrétariat technique a présenté ses observations et ses premières estimations concernant l'évolution du marché SRE aux prestataires de services système (PSS) et a en outre annoncé la possibilité d'une limitation des prix. Parallèlement, les PSS ont été priés de présenter par écrit les explications possibles sur l'évolution des prix des offres SRE. En complément, le secrétariat technique a commandé une analyse à la société Ompex afin d'obtenir une seconde opinion. Ompex devait déterminer de manière indépendante si les prix de l'énergie et de la puissance de réglage secondaires sont fondamentalement justifiables dans des conditions de concurrence. L'analyse d'Ompex a conclu que les prix, ou le montant des majorations pour le SRE, ne s'expliquaient pas par des coûts d'opportunité sur les marchés spot et intraday.

### Analyse de l'évolution des prix des offres SRE par l'EICom

Par la suite, le secrétariat technique a effectué ses propres analyses approfondies du marché SRE. Les résultats de cette analyse sont présentés dans le présent rapport. Cette analyse du Secrétariat technique se distingue fondamentalement de celle d'Ompex sur le plan méthodologique. Elle simule le comportement du marché et les stratégies d'offre pour différentes technologies de puissance de réglage secondaire (SRL) et de SRE (différenciées selon les offres obligatoires (avec adjudication dans le cadre d'enchères SRL) et les offres volontaires) sur la base de coûts d'opportunité spécifiques et en tenant compte de différentes probabilités d'activation. L'étude examine également le niveau des prix des offres, leur évolution, ainsi que les raisons possibles des variations sur la base des données fondamentales du marché. En outre, les effets possibles d'un plafonnement des prix des offres SRE sont étudiés.

En résumé, l'analyse a permis d'établir les conclusions suivantes :

- En 2024, les primes SRL se sont maintenus à un niveau justifiable et ne doivent donc pas être considérés comme anormaux. En revanche, tant les prix des offres SRE- que SRE+ peuvent être considérés comme exceptionnellement élevés par rapport aux années précédentes, en particulier depuis le printemps 2024. A cet égard, on constate que les coûts de SRE (tant SRE+ que SRE-) par MWh restent à un niveau exceptionnellement élevé, supérieur aux prix spot et intraday.
- La question s'est posée de savoir si les prix des offres SRE exceptionnellement élevés pouvaient être justifiés par des évolutions fondamentales observables sur le marché et dans des conditions de concurrence. Sur la base des analyses effectuées par le secrétariat technique, tel n'est pas le cas. Les résultats détaillés sont les suivants :
  - o La hausse des prix des offres (SRE+ et SRE-), en particulier au troisième trimestre de l'année 2024, contraste avec le niveau de prix plus bas du marché spot durant cette période. L'analyse ne révèle en outre qu'une faible corrélation entre les prix du marché spot et le niveau des prix des enchères, en particulier pour le SRE+.
  - o D'une manière générale, l'évolution des données fondamentales (évolution des prix du marché, probabilités d'activation et quantités, simulation des coûts d'opportunité) ne

permet pas d'expliquer le comportement des offres SRE, ou seulement de manière très limitée. Ainsi, la modélisation des coûts d'une centrale de pompage-turbinage représentative, réalisée sur la base de données historiques pour la période avec des offres SRE particulièrement élevées, ne montre aucune indication de changements fondamentaux dans la structure des coûts (d'opportunité), ni aucune autre raison pour laquelle les prix auraient dû fortement augmenter.

Les analyses montrent que les prix des offres SRE se situent à un niveau exceptionnellement élevé, en particulier à partir du printemps/été 2024. Sur la base des études effectuées, il apparaît que ces évolutions de prix ne peuvent pas être expliquées de manière fondamentale. Il convient donc de supposer que le mécanisme de marché SRE fonctionne de manière incomplète et que l'acquisition des offres SRE ne conduit pas à des résultats axés sur le marché.

### **Effets secondaires et risques possibles d'une limitation des prix**

Afin d'exclure des prix SRE particulièrement élevés et non justifiables (fondamentalement), il est possible d'envisager un plafonnement des prix (cap) pour les offres SRE. Afin d'éviter des effets secondaires indésirables sur la concurrence et les prix, mais aussi sur la stabilité du système, il convient d'évaluer les risques éventuels liés à l'introduction et à la conception d'un éventuel plafonnement. La présente analyse examine les potentiels effets positifs et négatifs d'un cap :

- Réduction du nombre d'offres volontaires : La réduction du prix maximal pourrait entraîner le retrait du marché des offres présentant des coûts plus élevés et avoir des répercussions négatives tant sur la concurrence que sur la stabilité du système. Les offres dites volontaires seraient particulièrement impactées, à savoir celles qui n'ont pas encore obtenu d'adjudication et donc de compensation pour la mise à disposition de la prestation. D'une part, il peut être supposé que les offres volontaires soient principalement proposées lorsque les coûts d'opportunité sont faibles, ce qui impliquerait une suppression relativement limitée de ces dernières. D'autre part, il serait possible qu'un cap ne s'adresse qu'aux offres SRE obligatoires, c'est-à-dire au SRE qui est proposé en relation avec la puissance de réglage secondaire (SRL). Dans ce cas, le plafonnement s'adresserait certes à une grande partie des offres SRE, mais n'entraînerait pas de restrictions spécifiques pour les offres volontaires.
- Sorties du marché de la flexibilité du côté de la gestion de la demande : un cap pourrait avoir un effet particulièrement négatif sur l'offre de flexibilité du côté de la demande. Le recours à de telles flexibilités du côté de la demande s'accompagne d'une augmentation parfois brutale des coûts de réseau pour le fournisseur en raison des prix de la puissance dans le tarif du réseau. Cela ne concernerait toutefois qu'une petite partie des installations, et uniquement les offres de SRE-. Il convient de noter que l'effet des tarifs du réseau conduit déjà, dans le contexte actuel, à une participation sous-optimale de telles installations sur le marché SRL/SRE. Pour compenser les coûts supplémentaires du réseau, elles ont besoin, d'un point de vue systémique, d'un prix d'activation beaucoup trop élevé, ce qui a un effet négatif non seulement sur l'efficacité du marché SRE, mais aussi sur leurs propres possibilités de revenus.
- Opérations d'arbitrage qui déstabilisent le système : En raison du plafonnement du prix des offres SRE, il ne serait pas exclu que les coûts d'achat d'énergie d'ajustement soient plus bas que les prix sur le marché intraday. Par conséquent, les incitations des groupes-bilan à corriger eux-mêmes leur déséquilibre sur le marché intraday pourraient être réduites. Le système pourrait en outre être déstabilisé par des opérations d'arbitrage transfrontalières. Ce risque semble toutefois plutôt théorique : premièrement, les groupes-bilan ont une obligation d'équilibre ; deuxièmement, le cap ne limiterait pas nécessairement le prix de l'énergie d'ajustement, d'autant plus que l'énergie de réglage tertiaire ainsi que, le cas échéant, les offres SRE volontaires (pour autant qu'elles ne soient pas concernées par le cap) pourraient continuer à offrir jusqu'à 15'000 EUR/MWh et que les prix spot et intraday suisses (indice des prix ID1) n'ont jamais dépassé 1'000 EUR/MWh depuis début 2022.
- Réduction des incitations à investir dans les nouvelles technologies, en particulier dans le stockage par batterie : un cap pourrait réduire les possibilités de rendement du stockage par

batterie, ce qui entraînerait un manque d'investissements et n'aurait pas d'effets positifs à moyen terme sur la liquidité du marché SRL/SRE. Dans la pratique, il est peu probable que les calculs d'investissement pour de telles installations reposent de manière aussi unilatérale sur les prix potentiels du marché SRE, et sûrement pas sur les prix des offres SRE actuellement exceptionnellement élevés. En outre, le temps de réalisation et la durée de vie des placements seraient si long qu'ils ne seraient guère concernés par un plafonnement temporaire.

## Conclusions et perspectives

Les analyses présentées dans le présent rapport permettent de conclure que le mécanisme de marché fonctionne probablement de manière incomplète pour le SRE et qu'il n'y a pas de résultats axés sur le marché pour l'acquisition de SRE. L'EICom a donc décidé que toutes les mesures possibles devaient être examinées. Un plafonnement temporaire et différencié des prix sur une base contractuelle a été initié comme mesure corrective à court terme. Le cap ne concerne que les offres SRE obligatoires - c'est-à-dire le SRE proposé en relation avec la puissance de réglage secondaire (SRL) - et s'élève à 1'000 EUR/MWh (limite précédente : 15'000 EUR/MWh). L'accord conclu entre Swissgrid et les prestataires des services système (PSS) est entré en vigueur début mars 2025 et sera valable jusqu'à fin 2025.

Un tel cap, équilibré en termes d'impact et d'effets négatifs potentiels, différencié entre les offres obligatoires et les offres volontaires et limité dans le temps, constitue une mesure corrective nécessaire, appropriée et proportionnée à court terme. En particulier, les effets secondaires et les risques négatifs potentiels présentés peuvent être évités ou minimisés, car le plafonnement des prix ne concerne que les offres obligatoires, et non les offres volontaires. Avec ce modèle de limitation des prix différencié, des effets sur les coûts de SRE sont attendus, étant donné que la majeure partie des offres SRE repose sur une base obligatoire, et se traduiront en fin de compte par une baisse des coûts pour les consommateurs finaux. En revanche, une telle différenciation permet de minimiser les éventuels risques ou distorsions, car le montant du prix des offres SRE n'est pas limité de manière générale. Ainsi, le maintien de la limite de prix actuelle pour les offres volontaires permet de minimiser le risque de sortie du marché ou de réduction générale des quantités offertes pour les offres SRE volontaires. En outre, le risque de possibilités d'arbitrage est minimisé.

Comme indiqué ci-dessus, le cap est une mesure à court terme et limitée dans le temps visant à corriger les prix des offres SRE exceptionnellement élevés et non justifiés de manière fondamentale dans le régime actuel d'achat. Comme il ne s'agit pas d'une solution durable, des mesures d'accompagnement complémentaires sont nécessaires pour rendre le marché SRE plus efficace et plus compétitif à moyen et long terme. Pour ce faire, il convient d'examiner le potentiel d'amélioration de l'ensemble de la chaîne de création de valeur ainsi que des processus adjacents et en amont. Cela comprend par exemple la rémunération générale de la flexibilité à court terme, notamment par exemple dans les processus d'énergie de réglage tertiaire (TRE) ou de redispach, l'abaissement des barrières d'entrée techniques et organisationnelles pour les nouveaux fournisseurs ainsi que l'optimisation de l'utilisation des réserves (utilisation de SRE vs. utilisation du TRE).

Enfin, des mesures sont également nécessaires pour réduire le besoin en énergie d'ajustement et donc l'énergie de réglage nécessaire. Il s'agit ici d'améliorer les prévisions de charge et d'injection des groupes-bilan. Cela est également lié à l'accès aux marchés intraday nationaux et internationaux, à l'augmentation constante du nombre d'installations photovoltaïques, ce qui accroît encore l'importance des prévisions météorologiques, ainsi qu'à l'échange d'informations avec les gestionnaires de réseau de distribution et les fournisseurs, qui doivent fournir aux groupes-bilan des données de bonne qualité sur la puissance installée et les données de mesure, conformément aux documents de la branche MC et SDAT. À cet égard, l'EICom a déjà initié différents travaux avec la branche et est en contact étroit avec les acteurs du marché.

## 1 Einleitung und Ziele

Seit der Einführung des neuen, an den europäischen PICASSO Markt angelehnten, Marktsystems für Sekundärregelleistung im Juni 2022 werden die Abrufe (SRE) nicht mehr Spot-indexiert vergütet (Spotpreis+20%), sondern über eine gebotsbasierte Abrufreihenfolge im Pay-as-Bid Verfahren. Zusätzlich können auch Anbieter ohne Zuschläge bei der Leistungsauktion (SRL) Angebote für SRE abgeben.

Durch diese Marktanpassung sollte ein Wettbewerb um SRE Abrufe entstehen. Insbesondere sollte auch die Integration in PICASSO liquiditätsfördernd sein, welche allerdings nicht stattfand. Seit der Einführung des Systems stiegen die SRL Preise zunächst auf Grund der angespannten Situation an den Grosshandelsmärkten, bevor sie ab Mitte 2023 wieder fielen und nun auf dem Vorkrisenniveau oder sogar darunter liegen. Die SRE Kosten sind dagegen mit der Einführung des PICASSO Marktsystems und insbesondere im Laufe des Jahres 2024 stark angestiegen. Aufgrund der im Gegensatz dazu fallenden Preise an den Stromgrosshandelsmärkten könnte es daher sein, dass die SRE Marktentwicklung nicht auf fundamentalen Kostenentwicklungen basiert. Wäre dem so, so könnten die Preisentwicklungen auf zu geringe Liquidität, fehlenden Wettbewerb, Fehlanreize im Marktdesign oder gar Marktmanipulationen hinweisen.

Ziel der Analyse ist daher, eine umfassende Bewertung der Marktsituation durchzuführen und Vorschläge für mögliche Gegenmassnahmen aufzuzeigen.

Dieser Bericht beinhaltet eine strukturierte Analyse der Marktbewegungen und Preisstrukturen seit der Einführung des PICASSO-angelehnten Marktsystems. In einem weiteren Kapitel werden die Kostenstrukturen der Anbieter nach Anlagentypen untersucht und Schlussfolgerungen für die Gebotsstrategien gezogen. Danach erfolgt eine auf den Ergebnissen der Analyse basierende Empfehlung für einen Cap der Gebotshöhen für SRE und eine Abwägung mit potentiell nachteiligen Effekten. Zuletzt wird auf weitere, in Rückmeldungen von Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) aufgeführte Argumente eingegangen und diese bewertet.

## 2 Marktbewegungen und Preisstruktur

Grundlage des Verständnisses der Abläufe im Markt ist ein Überblick über die Entwicklungen und Strukturen der Preise, der Abrufe und des Angebotsvolumens. Im Folgenden werden diese Punkte anhand wichtiger Metriken beschrieben und Schlussfolgerungen gezogen.

### 2.1 Marktüberblick

Im SRE Markt müssen alle in SRL+ bzw. SRL- Auktionen bezuschlagten SDV zu jeder Viertelstunde Gebote für die Erbringung von SRE+ bzw. SRE- einstellen («Verpflichtende Gebote»). Zusätzlich können auch ohne SRL Zuschlag SRE Gebote erfolgen («Freiwillige Gebote»). Seit der Einführung des neuen Marktsystems haben sich die Gebotsmengen wie in Abbildung 1 dargelegt entwickelt. Die Y-Achse startet bei 400 MW, da dies ungefähr der Menge der verpflichtenden Gebote entspricht. Zu sehen ist dabei effektiv die Entwicklung der freiwilligen Gebotsmengen. Diese haben seit der Einführung des PICASSO-angelehnten Marktsystems zugenommen. Zusätzliche negative Gebote scheinen bevorzugt im Sommer eingestellt zu werden. Die positive Gebotsmenge stieg zunächst ebenfalls an, ging aber im Mai 2024 zwischenzeitlich wieder fast auf das Niveau von 2022 zurück.

Neben den Angeboten ist in Abbildung 2 zusätzlich die Entwicklung der Abrufmengen dargestellt. Diese zeigen keinen eindeutigen Trend, weisen jedoch im Sommer 2024 ein Maximum in den SRE-Abrufmengen auf, welches durch systematisch unterschätzte PV-Produktion verursacht worden sein könnte.

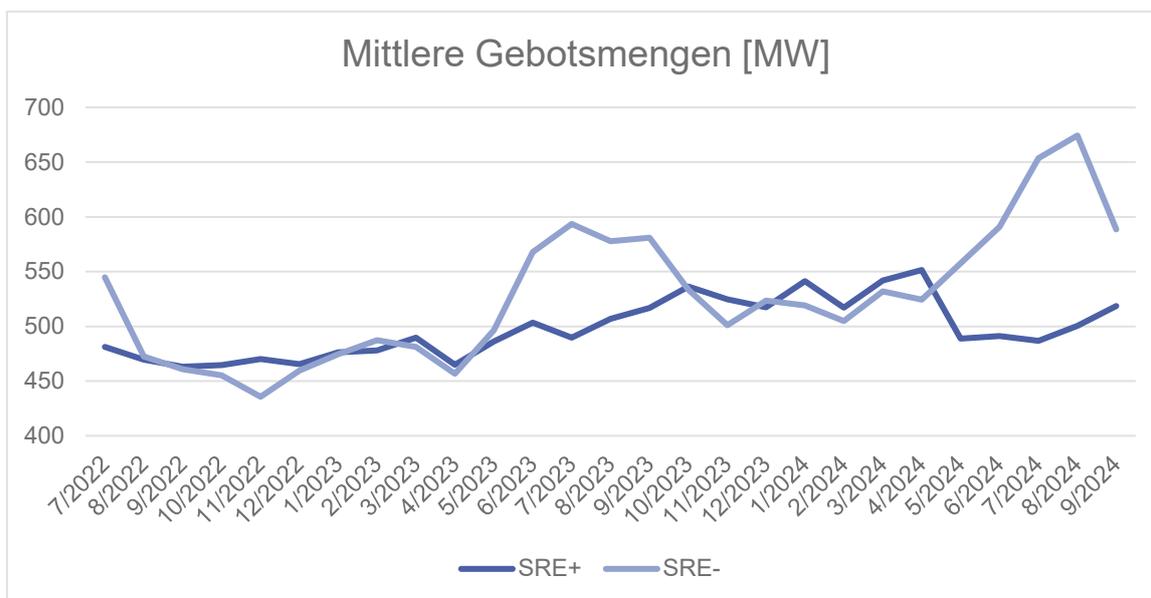


Abbildung 1: Entwicklung der SRE-Gebotsmengen. Etwa 400 MW sind jeweils durch SRL garantierte, verpflichtende Gebote. (Quelle: Entso-e Transparency)

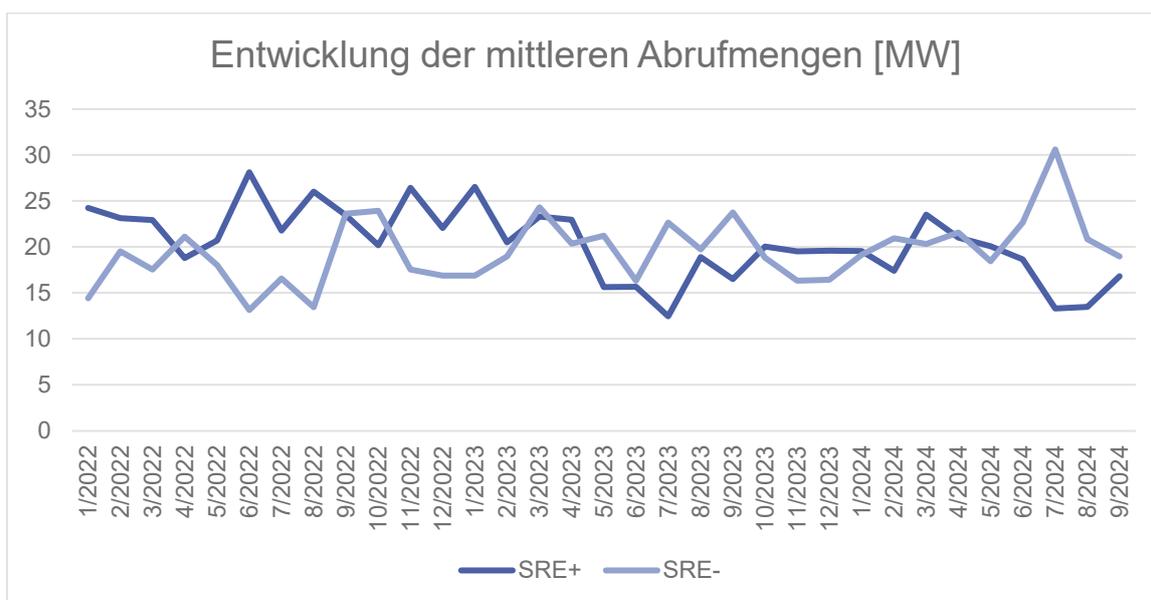


Abbildung 2: Entwicklung der mittleren SRE-Abrufmengen. Im Juli 2024 kam es zu deutlich höheren SRE- Abrufen als in den Sommern der Vorjahre. (Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz)

Die Auswertung der mittleren Abrufe enthält indes noch keine Informationen zur Verteilung der Abrufmengen. Grosse Abrufe in einzelnen Viertelstunden sind meist deutlich teurer (pro MWh) als kleine Abrufe in anderen Stunden. Um dies genauer zu untersuchen, wird in den folgenden Abschnitten die Struktur von Angeboten und Abrufen analysiert.

### 2.1.1 Struktur und Statistiken der Abrufe

Zur weiteren Charakterisierung der Abrufe werden in Abbildung 3 die Abrufmengen im Tagesverlauf für die letzten 3 Jahre gezeigt, sowohl für SRE+ als auch SRE-. Als zeitliche Auflösung wurde 15 Minuten gewählt, da die Gebote in dieser Auflösung platziert werden. Abrufe können hingegen unabhängig von dieser 15 Minuten Taktung erfolgen, wobei die von Swissgrid in der Energieübersicht veröffentlichten Daten ebenfalls in 15 Minuten Blöcken unterteilt sind. In Abbildung 3 wurden die Bruttoabrufe je Richtung

ausgewertet. Es kommt häufig vor, dass innerhalb eines 15 Minuten Blocks sowohl negative als auch positive SRE abgerufen werden.

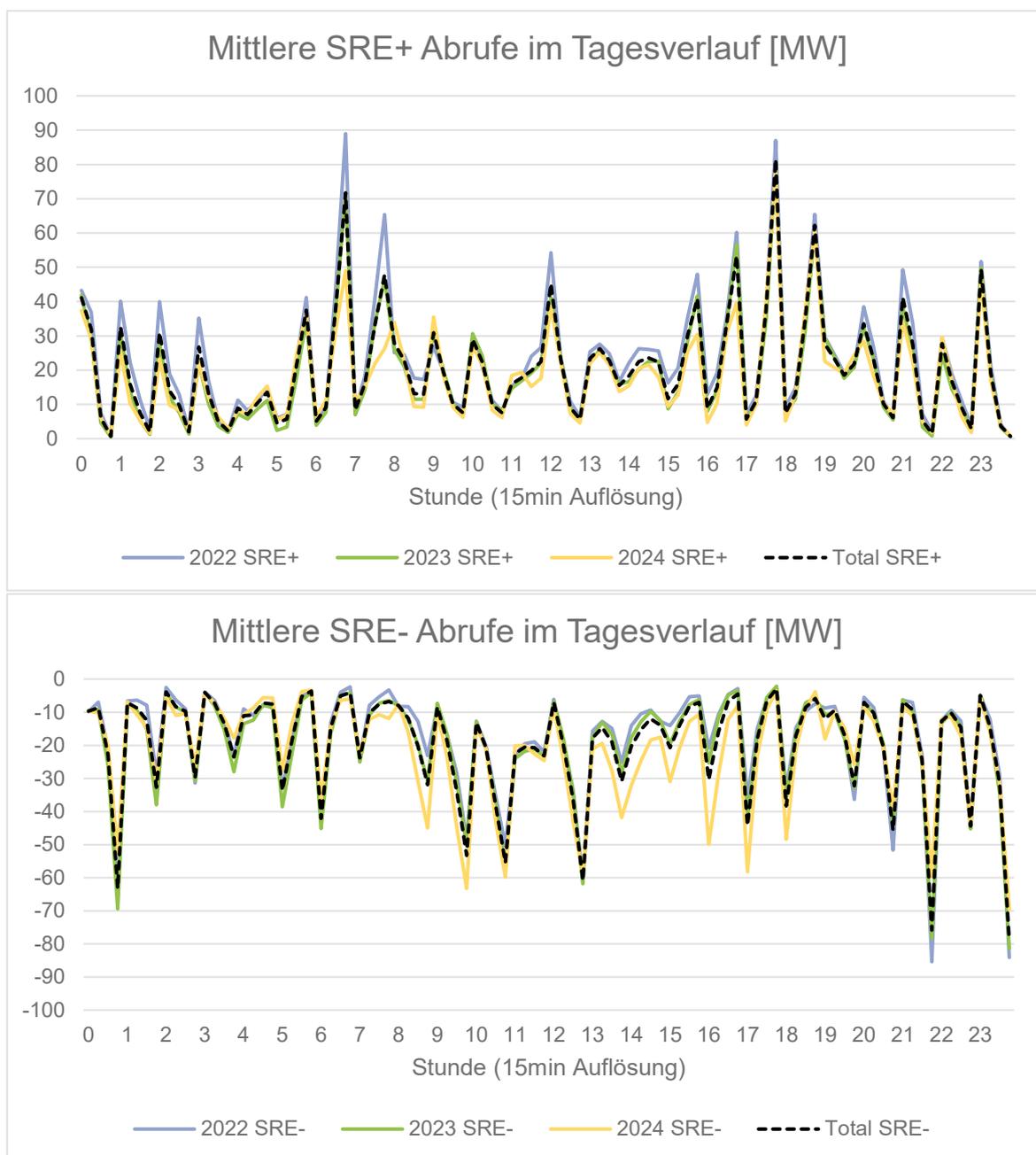


Abbildung 3: Mittlere Abrufe von SRE+ und SRE- im Tagesverlauf. (Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz, Daten bis 9/2024)

Es zeigt sich ein sehr heterogenes Bild der Abrufe mit grossen Unterschieden innerhalb einzelner Stunden und auch charakteristische Stunden mit grösseren Rampen, welche über die analysierten Jahre relativ stabil sind. In einzelnen Viertelstunden werden im Mittel über 80 MW abgerufen, während es in anderen weniger als 1 MW sind. Dieses Verhalten der Rampenbildung deutet darauf hin, dass manche Bilanzgruppen keine 15-Minuten scharfen Fahrpläne nutzen, sondern nur stündliche. Hierdurch entstehen bei Verbrauchs- und Produktionsrampen Fehlplanungen, welche sich in den Abrufen der SRE widerspiegeln. Es besteht hier wahrscheinlich auch ein Zusammenhang mit den 60-min Blockgrössen der Day-Ahead Auktion an EPEX Spot. Bei TRE Abrufen ist kein solch stabiles Muster innerhalb der Stunden erkennbar – damit wird der Ausgleich dieser Rampeneffekte grösstenteils mit SRE

bereitgestellt. Da diese Muster stabil sind, können Anbieter von SRE dies in ihren Planungen berücksichtigen.

Um die Abrufe weiter zu charakterisieren, ist die Verteilung der Abrufwahrscheinlichkeiten unabhängig von der Tageszeit in Abbildung 4 dargestellt. Gezeigt ist dabei die aus der Sicht eines SRE Anbieters relevante Abrufwahrscheinlichkeit als Funktion der Position eines Angebots in der Angebotskurve. Dies beinhaltet, dass Anbieter mit tiefen Geboten am unteren Ende der Angebotskurve (links in der Grafik) jeweils mit abgerufen werden, wenn der Gesamtabruf grösser ist als ihre Position in der Angebotskurve. Die Y-Achse der Grafik ist logarithmisch, um die grosse Spannweite der Abrufwahrscheinlichkeiten zu erfassen. Ausserdem sind zwei Punkte für spezifische mittlere Abrufe pro Monat gezeigt, die für die Strategie einzelner Anbieter relevant sind und später noch behandelt werden.

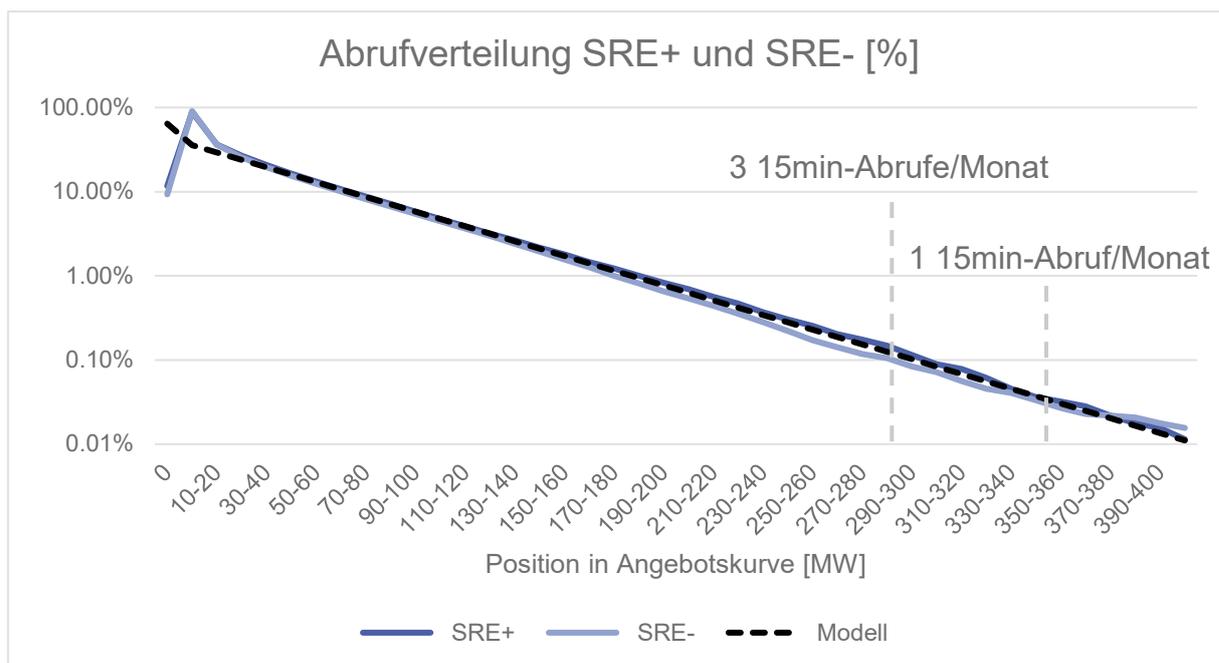


Abbildung 4: Abrufwahrscheinlichkeiten nach Position in Angebotskurve für SRE+ und SRE- sowie ein einfaches Modell mit einer Cauchy Verteilung. Aufteilung in 10MW-Blöcke auf X-Achse, Logarithmische Darstellung in Y-Achse. (Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz 01/2022-09/2024)

In Abbildung 5 erkennt man, dass hintere Positionen in der Angebotskurve zu sehr niedrigen Abrufwahrscheinlichkeiten führen, während sehr niedrige Gebote zu sehr häufigen Abrufen führen. Die Verteilung entspricht dabei für höhere Abrufmengen einem in der Darstellung linearen Zusammenhang, was auf eine rein statistische Verteilung der Abrufmengen hindeutet und für SRE+ und SRE- etwa gleich ist. Um trotz dieser geringen Abrufwahrscheinlichkeiten stets genügend Gebote für die Sicherstellung der Systemstabilität zu haben, werden mit den Ausschreibungen für Regelleistung stets etwa 400 MW an Geboten sichergestellt.

Zusammenfassend lässt sich aus der Analyse der Abrufe schlussfolgern, dass ein Teil der SRE Abrufe auf Rampeneffekte zurückzuführen ist, die wahrscheinlich auf unzureichender Granularität von Fahrplänen basiert. Die gefundene zeitliche Struktur der Abrufe ist stabil und ermöglicht es Anbietern, ihre Gebote darauf anzupassen. Die Verteilung der Abrufwahrscheinlichkeiten zeigt wiederum für grössere Abrufe eine einfache statistische Verteilung mit sehr niedrigen Wahrscheinlichkeiten für hohe Abrufe.

## 2.1.2 Struktur und Statistiken der Gebote

Bevor auf die Gebotsstrukturen für SRE eingegangen wird, werden zunächst die Gebots- und Preisentwicklung für SRL behandelt sowie grundlegende Marktmechanismen skizziert.

### 2.1.2.1 Grundlegende Marktmechanismen

Für die (minimale) Gebotshöhe in SRE auf Basis der entstehenden Kosten sind zwei Komponenten zu berücksichtigen. Die erste entsteht durch die Opportunitätskosten für die Bereitschaft zur Erbringung von SRE. Falls der am Day-Ahead oder Intra-Day Markt optimierte Einsatzzustand eines Kraftwerks nicht kompatibel mit der Erbringung von SRE ist, so muss dieser für die Gebotsabgabe geändert werden, wodurch Opportunitätskosten entstehen. Beispielsweise kann ein Kraftwerk auf voller Leistung kein SRE+ erbringen und muss dementsprechend die Leistung reduzieren, wodurch die Einnahmen aus dem unmittelbaren Verkauf der Elektrizität sinken. Bei einer geringen Abrufwahrscheinlichkeit sind diese Kosten umso grösser, da das Gebot dann nur selten erfolgreich ist. Die Kosten für die Gebotseinstellung sind damit definiert als Opportunitätskosten geteilt durch Abrufwahrscheinlichkeit. Da man die Abrufwahrscheinlichkeit über die Platzierung in der Angebotskurve verändern kann, sind die Kosten damit von der angestrebten Position in der Angebotskurve abhängig. Zusätzlich fallen Kosten (oder Gewinne) für die eigentlichen Abrufe der Regelenergie an. Dies ist die zweite Komponente des Gebots. Mit sich ändernder Marktsituation und Tageszeit ändern sich auch die genannten Komponenten, so dass sich in jeder Viertelstunde eine neue Marktsituation einstellen kann und die Gebote entsprechend angepasst werden.

Je nach Kraftwerks- oder Verbrauchertyp kann die Kostenstruktur stark variieren. Ein Zuschlag bei den Leistungsauktionen entfernt zudem die Komponente der Opportunitätskosten für die Gebotseinstellung, da für bezuschlagte Kraftwerke eine Gebotsabgabe verpflichtend ist. Dadurch stellt die SRL-Prämie eine Vergütung der Opportunitätskosten dar und Kosten für SRE Gebote belaufen sich dann nur noch auf die entstehenden Abrufkosten.

Kraftwerke, welche bereits einen SRL-Zuschlag haben, bieten daher für SRE in einem wettbewerblichen Markt konsequenterweise nur noch basierend auf diesen Abrufkosten. Während sich etwa bei thermischen Kraftwerken diese SRE-Gebotspreise an den Produktionsgrenzkosten orientieren, spielt bei den Wasserkraftspeichern die Wertigkeit des eingesetzten Wassers eine zentrale Rolle, was wiederum mit dem Marktpreisniveau zusammenhängt, also den Preisen im Spotmarkt. Bei Kraftwerken, welche dagegen keinen SRL-Zuschlag erhalten haben und ein SRE-Gebot abgeben (sog. freiwillige Gebote) spielen bei der Gebotsstellung sowohl Opportunitäts- als auch Abrufkosten eine Rolle.

Gebotstyp	Opportunitätskosten Gebotseinstellung	Abrufkosten	Zusätzliche Kosten + Effekte
SRL	Ja, Wochenmittel der Kosten gegenüber Spotmarkt	Nein	
SRE verpflichtend	Nein, muss bieten	Ja, mittleres Preisniveau Spotmarkt (Brennstoffkosten oder Wasserwert)	Anlagen mit Verbrauch: Potentiell sehr hohe Sprungkosten in Netzentgelt bei Abruf  Notstromaggregate o.ä.: Abruflimit 50 Stunden /Jahr
SRE freiwillig	Ja, stundenscharf gegenüber Spotmarkt (bei niedriger Abrufwahrscheinlichkeit potentiell sehr hoch)		

Tabelle 1: Überblick über Kostenstruktur von SRL und SRE Geboten

### 2.1.2.2 SRL Gebote und Kosten

Abbildung 5 zeigt die Preisentwicklung für SRL, wobei die gezeichnete Zeitspanne auch den Höhepunkt der Energiekrise im August 2022 enthält. Durch die stark gestiegenen Energiepreise waren auch die Preise für SRL stark angestiegen. Zusätzlich fand vor dem Winter 2022/2023 die durch Swissgrid jährlich vorgezogene Beschaffung bis Ende Mai 2023 statt, während die Strompreise im Grosshandel noch auf einem sehr hohen Niveau lagen. Hierdurch folgt der starke Einbruch erst im Juni 2023.

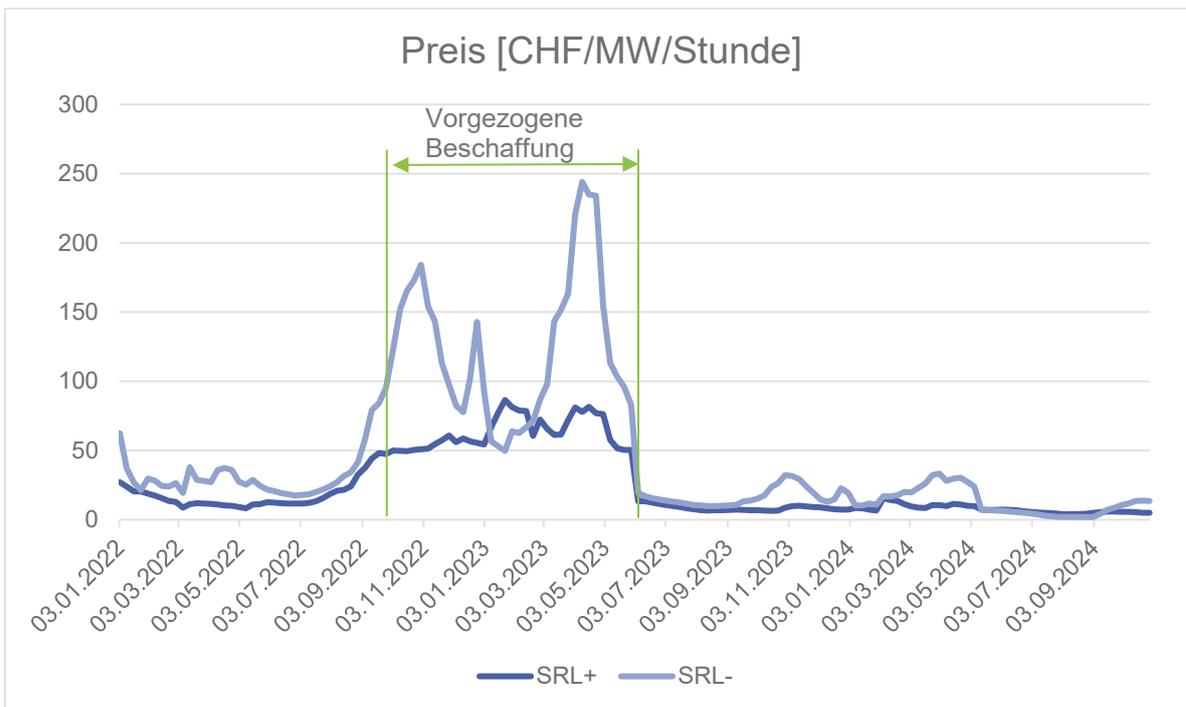


Abbildung 5: Entwicklung der SRL Preise seit 2022. (Quelle: Swissgrid)

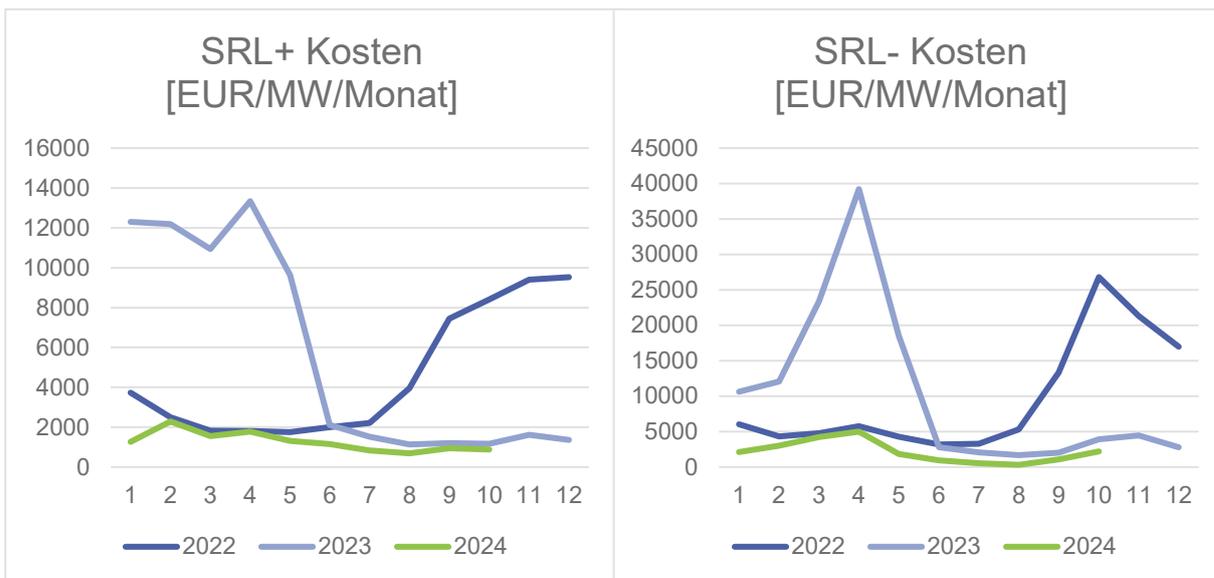


Abbildung 6: SRL Kosten im Jahresverlauf. Auktionen bis 10/2024 berücksichtigt. (Quelle: Swissgrid)

Seit dem liegen die SRL-Preise auf einem tieferen Niveau und sanken in der Tendenz weiter, wie in dem Vergleich der Jahresverläufe in Abbildung 6 zu erkennen ist. Dort sind auch die charakteristischen Jahresverläufe zu erkennen, die höhere SRL- Preise im Frühjahr und Herbst aufweisen.

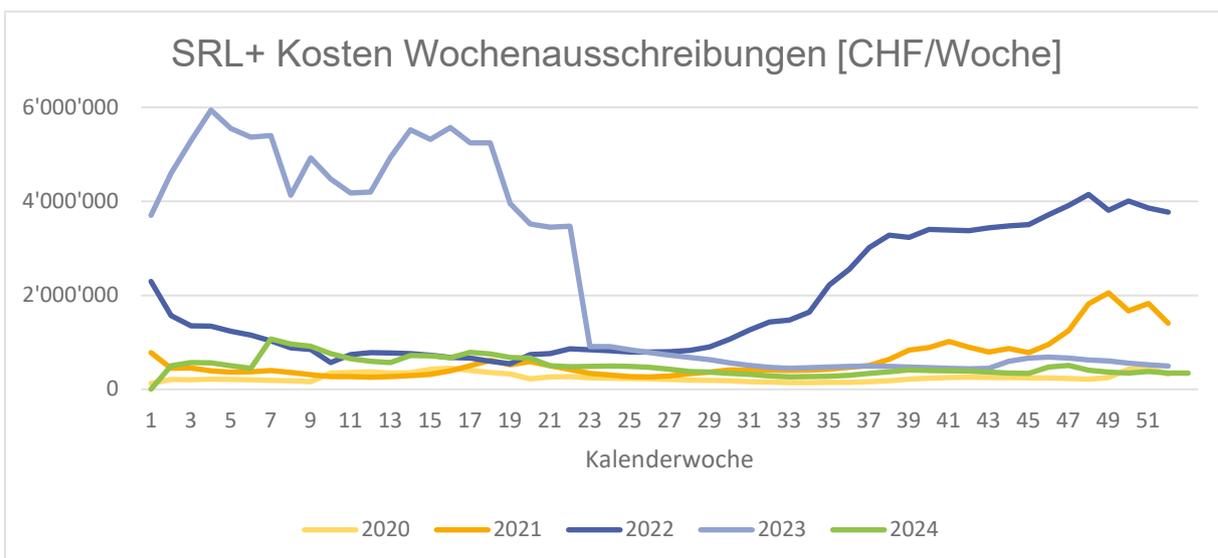


Abbildung 7: SRL+ Kosten Wochenausschreibungen.

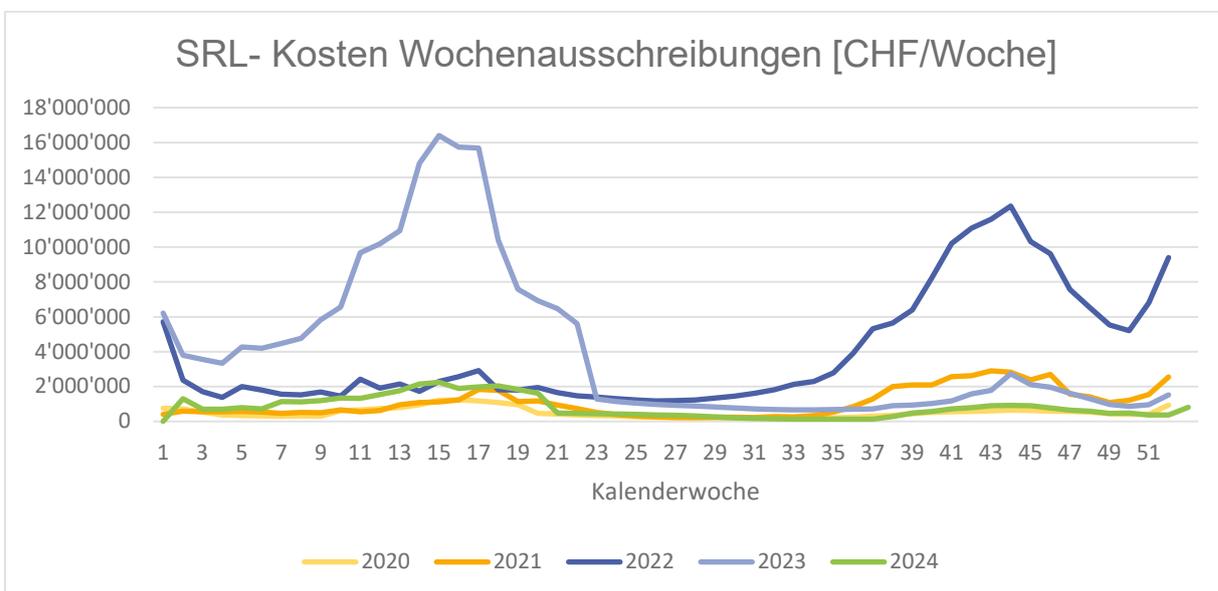


Abbildung 8: SRL- Kosten Wochenausschreibungen.

Die Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die Gesamtkosten der wöchentlichen Auktionen für die Jahre 2020 bis 2024 und in CHF. Im Vergleich zu vor der Krise lässt sich die Entwicklung des Preisniveaus hier nicht direkt bewerten, da zahlreiche Faktoren die Kosten für SRL bestimmen. Jedoch ist klar, dass die Energiekrise die Kosten stark ansteigen liess.

In Abbildung 9 sind die Angebots- und Zuschlagsmengen der einzelnen Wochenauktionen gezeigt. Die Angebotsmenge liegt dabei immer deutlich oberhalb der Zuschlagsmenge. Während der Energiekrise war das Interesse an den Auktionen besonders hoch. Der Angebotsüberschuss liegt typischerweise im

Bereich von 80%–200%, was auf einen für Anbieter lukrativen Markt und einen funktionierenden Wettbewerb bei SRL hindeutet.

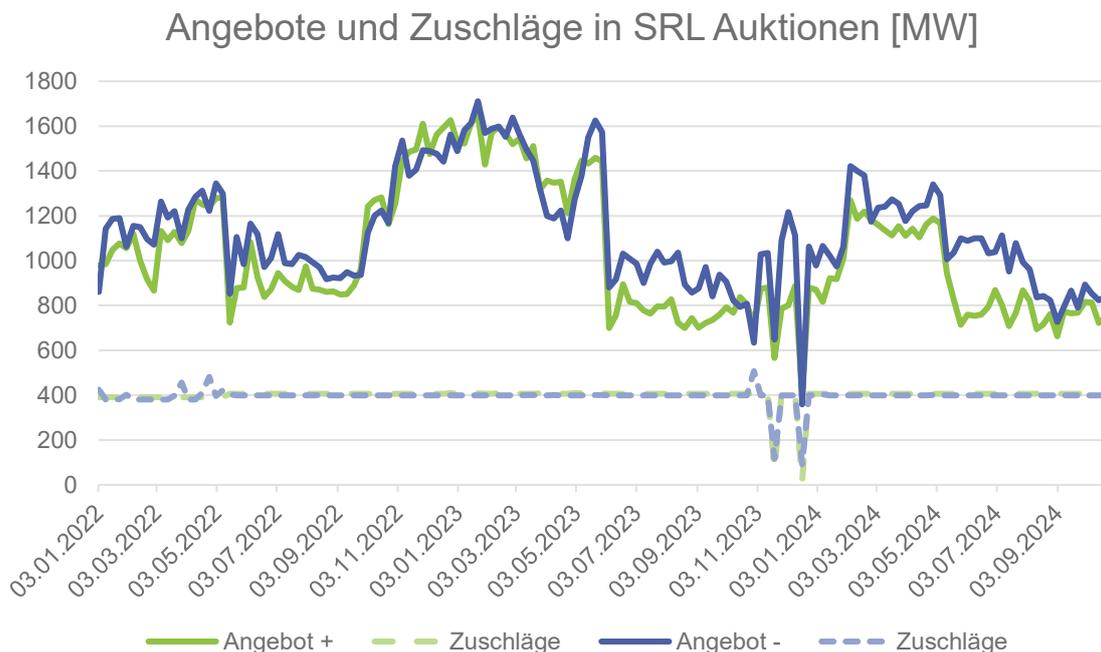


Abbildung 9: Angebote und Zuschläge für SRL. Die Einbrüche unter 400 MW Zuschläge sind auf fehlende Daten zurückzuführen. (Quelle: Swissgrid)

### 2.1.2.3 SRE Gebote

Für SRE werden gemäss den zuvor gezeigten Daten etwa 400 MW SRL je Richtung (also positive und negative SRE) ausgeschrieben, so dass diese 400 MW immer als SRE-Gebote im Markt vorhanden sind. Darüber hinaus können freiwillige SRE Gebote eingestellt werden, so dass die Menge oberhalb der 400 MW dieser freiwilligen Gebotsmenge entspricht. Das mittlere Angebotsvolumen des letzten Jahres ist nach Tageszeit aufgeschlüsselt in Abbildung 10 gezeigt und verglichen mit jenen Volumen des Q3/24. Für SRE+ fällt die flache Tagesstruktur sowie die unveränderte Struktur in Q3/24 auf. SRE- zeigt dagegen eine ausgeprägte Tagesstruktur mit Maxima in Phasen hoher Spotpreise am Morgen und Abend. Zusätzlich ist das Angebotsvolumen im Q3/24 generell höher als im Gesamtjahr von Q4/23 bis Q3/24. Es zeigt sich in den Q3/24 Kurven ebenso eine Sub-Stunden Struktur, in der für einzelne Viertelstunden jeder Stunde mehr freiwillige Gebote abgegeben werden.

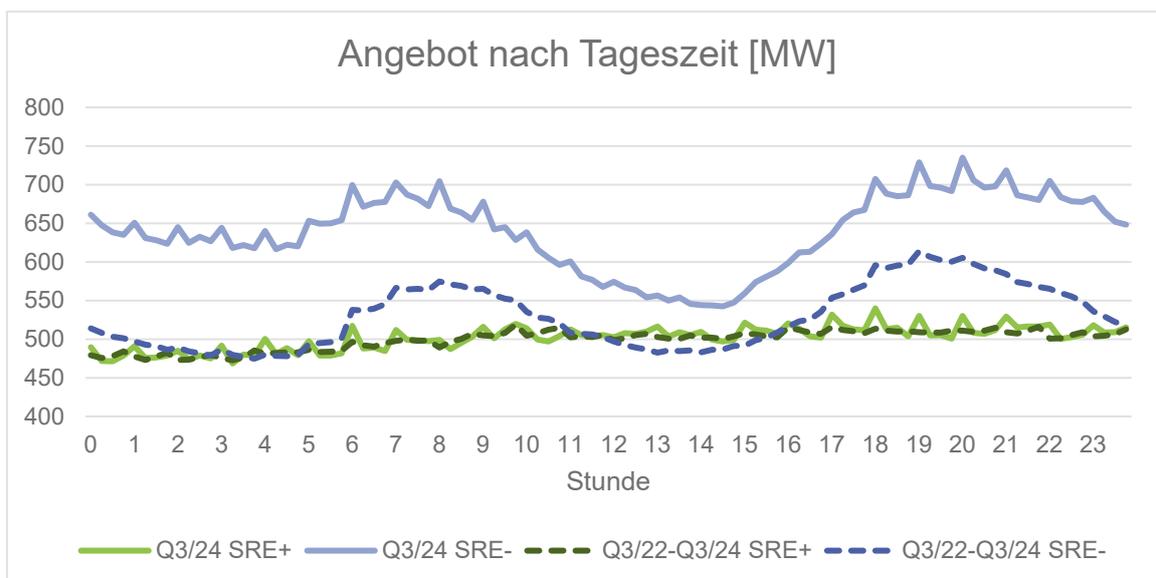


Abbildung 10: Angebotsvolumen für SRE im Vergleich Q3/2024 und Gesamtzeitraum Q3/22 bis Q3/24. (Quelle: Entso-e)

Nachfolgend sind in Abbildung 12 und Abbildung 13 die Struktur der Gebotshöhen und deren Entwicklung gezeigt.

Es werden jeweils die mittleren Preise der Zeiträume an verschiedenen Punkten der Angebotskurve im Tagesverlauf gezeigt und diese mit den Day-Ahead Spotpreisen verglichen, um Korrelationen zwischen den Märkten zu erkennen. In Abbildung 14 werden zudem die relativen Gebotspreisänderungen im Q3/24 gegenüber dem Gesamtjahr Q4/23-Q3/24 gezeigt. Hierdurch lässt sich ableiten, ob die Preisveränderungen homogen über alle Preislevels und Stunden erfolgen und ob es eine Korrelation zwischen den Veränderungen am Spotmarkt und denen am SRE Markt gibt.

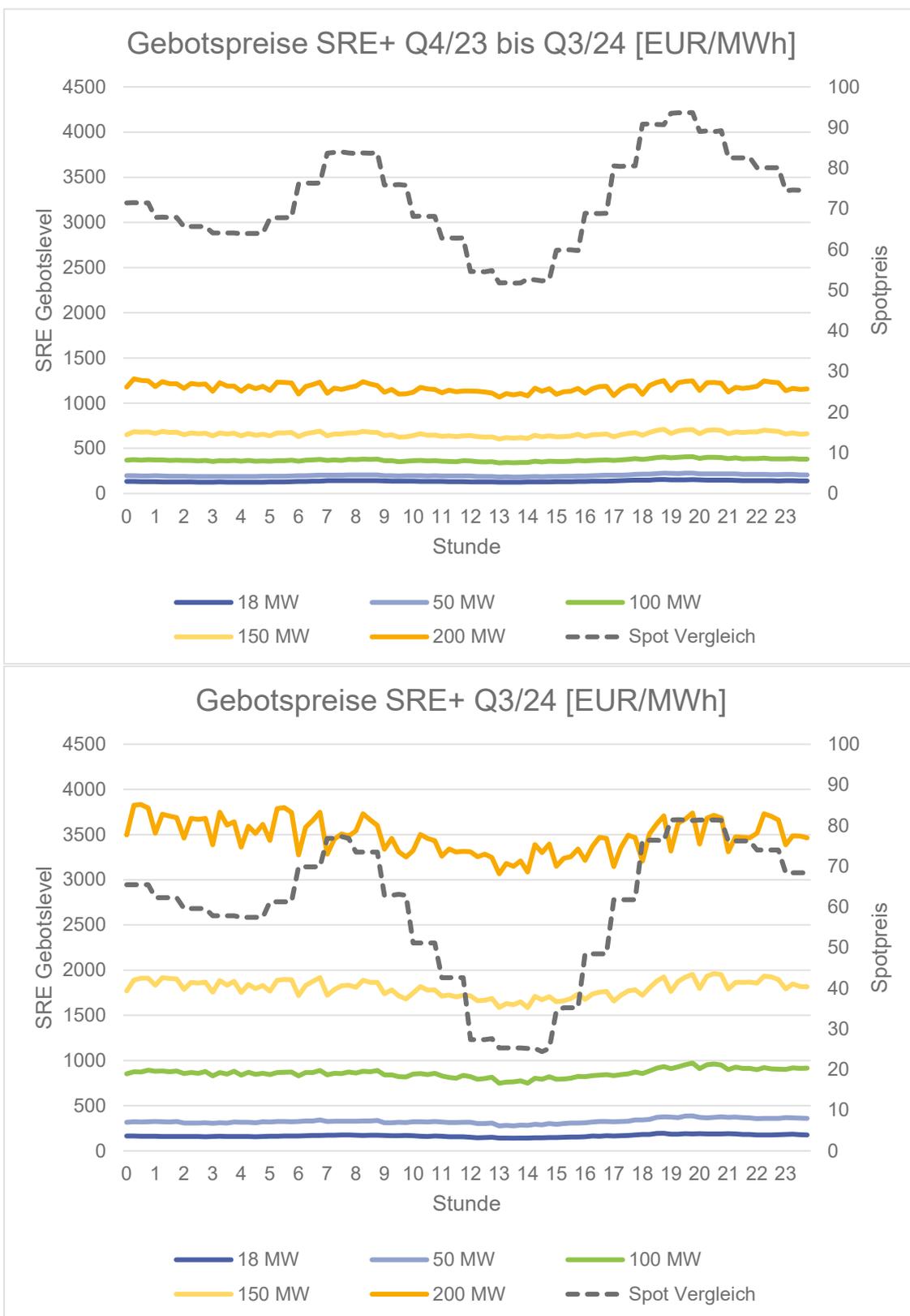


Abbildung 11: Mittlere SRE Gebotsstufen im Tagesverlauf in Q3/2024 und Gesamtjahr Q4/23 bis Q3/24. Preislevel des Spotmarkts zum Vergleich dargestellt. (Quelle: Entso-e)

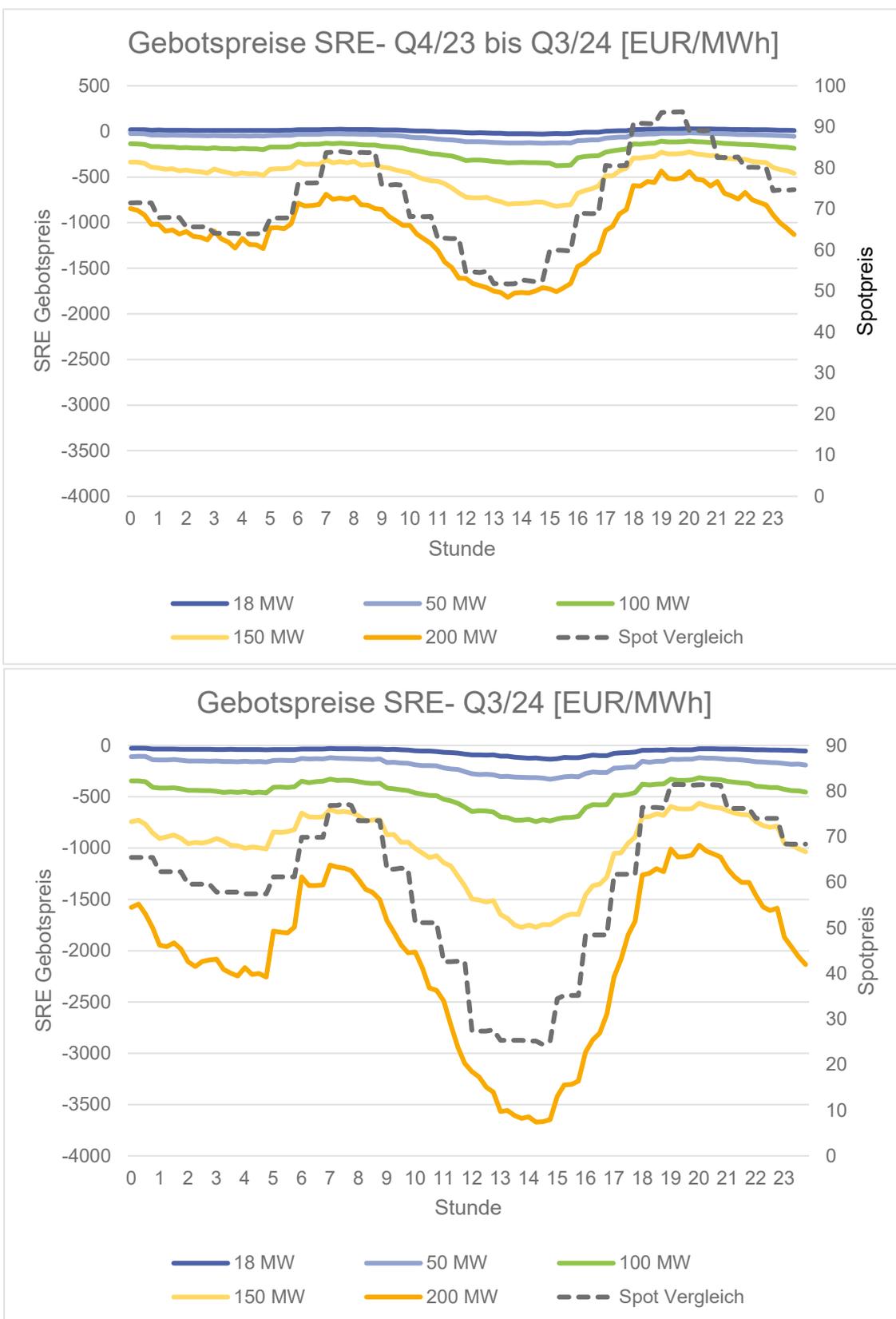


Abbildung 12: Mittlere SRE- Gebotsstufen im Tagesverlauf in Q3/2024 und Gesamtjahr Q4/23 bis Q3/24. Preislevel des Spotmarkts zum Vergleich dargestellt. (Quelle: Entso-e)

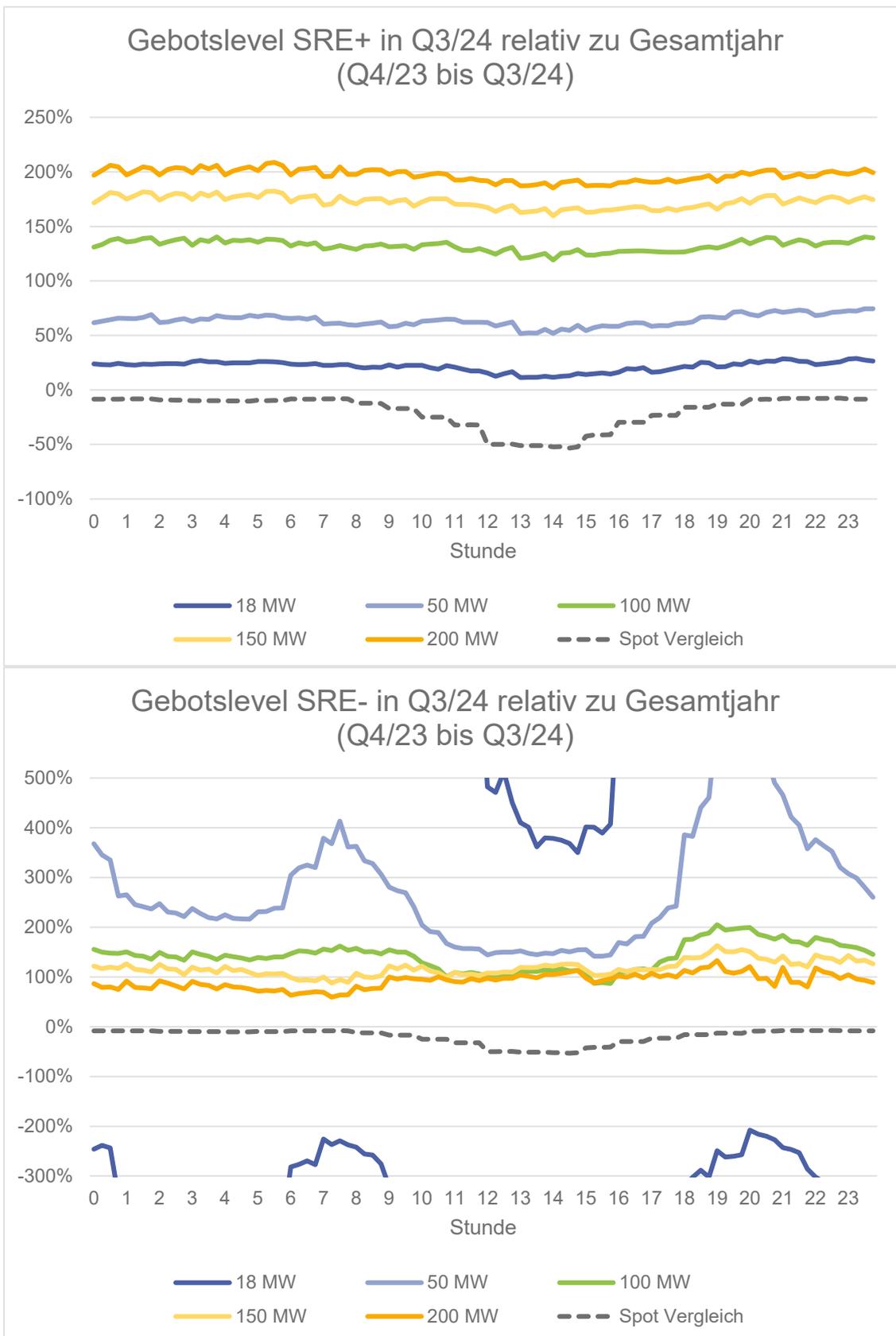


Abbildung 13: Preislevel an verschiedenen Gebotsstufen für SRE+ und SRE- im Q3 gegenüber Gesamtjahreswerten Q4/23 bis Q3/24 im Tagesverlauf. Zum Vergleich: Entwicklung der Spotpreise. (Quelle: Entso-e)

Aus den Daten lässt sich zunächst für SRE+ erkennen, dass die Gebote nur eine sehr schwache Korrelation zur Tagesstruktur der Day-Ahead Spotpreise aufweisen. Die Gebote scheinen daher nicht primär auf Opportunitätskosten gegenüber den Stundenpreisen am Spotmarkt zu basieren. Auch der prozentuale Anstieg der Gebotspreise in Q3 im Vergleich zum Gesamtjahr erscheint über den Tag sehr homogen verteilt, während im Vergleich die Spotpreise deutlich gefallen sind und dies differenziert über die Stunden des Tages (zu erkennen an den negativen Werten in Abbildung 14). Auch hier zeigt der Vergleich, dass die Gebote sich unabhängig von Opportunitätskosten gegenüber dem stündlichen Spotmarkt entwickelt haben. Die Opportunitätskosten freiwilliger Gebote sollten jedoch stark vom jeweiligen stündlichen Spot-Preis abhängig sein, da dieser die Kosten direkt beeinflusst. Bei den Abrufkosten ist dies nicht unbedingt der Fall, da diese z.B. bei thermischen Kraftwerken von den Brennstoffkosten abhängen und bei Speicherkraftwerken von der erwarteten Wertigkeit der zukünftigen Produktion, welche sich jeweils nicht schnell ändert. Diese Abrufkosten liegen jedoch deutlich unterhalb der beobachteten Gebotshöhen für die etwa 400 MW SRL erbringenden Anlagen. Dies deutet darauf hin, dass der Preisanstieg bei den Geboten nicht auf Basis von Kosten erklärt werden kann.

Bei SRE- zeigt sich ein ganz anderes Bild. Hier ergeben sich deutlich geringere Gebotspreise (=weniger negativ) in Stunden, in denen die Spotpreise hoch sind. Dies ist stimmig, da in diesen Stunden flexible Kraftwerke produzieren und damit keine Opportunitätskosten für die Bereitschaft für SRE- Erbringung entstehen und somit günstigere freiwillige Gebote abgegeben werden können. In der zeitlichen Entwicklung der Gebotshöhen in Abbildung 14 zeigt sich jedoch auch das Bild, dass die Preisanstiege gerade die höheren Positionen der Gebotskurve (100-200 MW) relativ homogen über die Stunden des Tages verteilt sind. Für niedrige Leistungen (bis 50 MW) zeigt sich jedoch eine starke Struktur, wobei das Vorzeichen der 18 MW Kurve teilweise von positiv (für einen Abruf wird vom Anbieter gezahlt) zu negativ wechselte, weswegen die Kurve zeitweise das Vorzeichen ändert. Die negativen Werte entsprechen damit jedoch auch Preisanstiegen: Anstatt für den negativen Abruf zu zahlen, wird eine Zahlung durch Swissgrid erwartet. Die weitgehend homogene Erhöhung der Gebote ist somit wie auch bei SRE+ ein Zeichen dafür, dass der Anstieg der Gebotspreise nicht auf einem Kostenanstieg basiert.

Wie erwähnt stellen die bisher gezeigten Daten Mittelwerte über längere Zeitperioden dar und die gezeigten Angebotspreise sind nur Punkte der Angebotskurve. Diese Vereinfachung ermöglicht eine Beurteilung der Abhängigkeiten bezüglich einzelner Parameter. In Abbildung 15 ist dagegen die Gesamte Gebotskurve für 2 Quartale dargestellt. Dabei ist auch die statistische Verteilung der Gebotskurven in Form unterschiedlicher Quantile gezeigt. Es illustriert gut die hohe Variabilität der Gebotspreise. Gerade für SRE- sind etwa 10% der Gebotskurven sehr tief und flach, während in 5% der Stunden bereits bei 300 MW das Marktlimit erreicht wurde und die Kurve sehr steil wird. Zusätzlich lässt sich im Vergleich der beiden Quartale erkennen, wie stark die Preise innerhalb eines Jahres trotz fallender Grosshandelsstrompreise gestiegen sind.

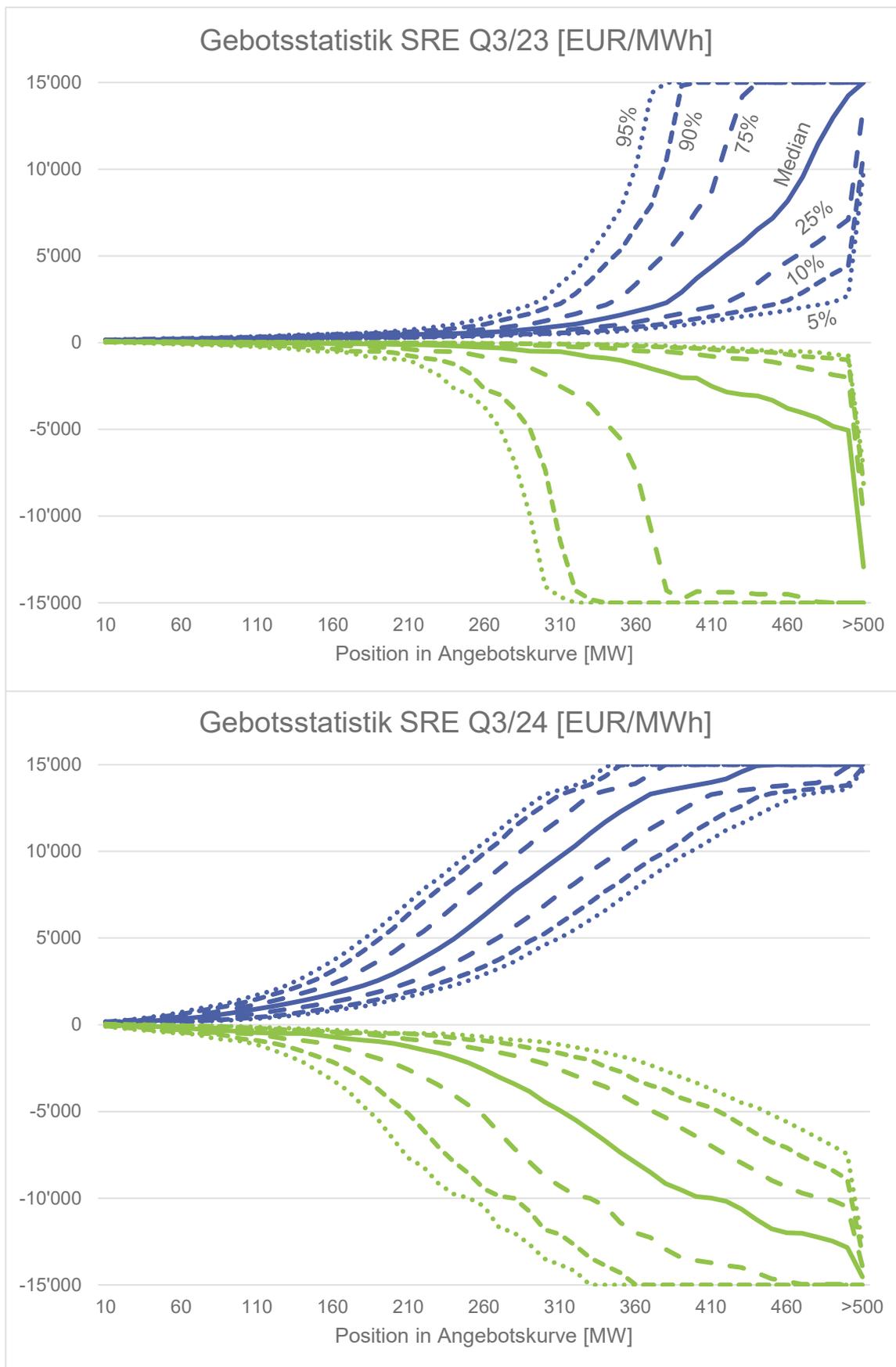


Abbildung 14: Statistische Verteilung der Angebotskurven von SRE+ (Blau) und SRE- (Grün) für Q3/24 und Vorjahresquartal Q3/23. Die einzelnen Linien entsprechen den spezifizierten Quantilen. (Quelle: Entso-e)

### 2.1.3 Kostenstruktur und Statistik

Die Kombination der Gebote und Abrufe ergeben die Kostenentwicklung für SRE. Diese ist, aggregiert auf Monate, in Abbildung 15 und Abbildung 16 für SRE+ bzw. SRE- gezeigt. Zusätzlich gibt es einen Vergleich der Kosten des alten Beschaffungsregimes mit denen des neuen an PICASSO-angelehnten Marktsystems («Aktuelles Beschaffungsregime»). Gezeigt werden die mittleren Abrufkosten pro MWh Regelenergie, bereinigt um das Spotmarktpreisniveau. Dies hat den Vorteil, dass die Betrachtung dadurch zu einem gewissen Grad unabhängig vom Marktpreisniveau wird. Ausserdem wurde im bisherigen Beschaffungsregime für Abrufe Aufschläge von 20% gegenüber dem Spotpreis gezahlt, was folglich direkt dem Wert der Grafik entspricht.

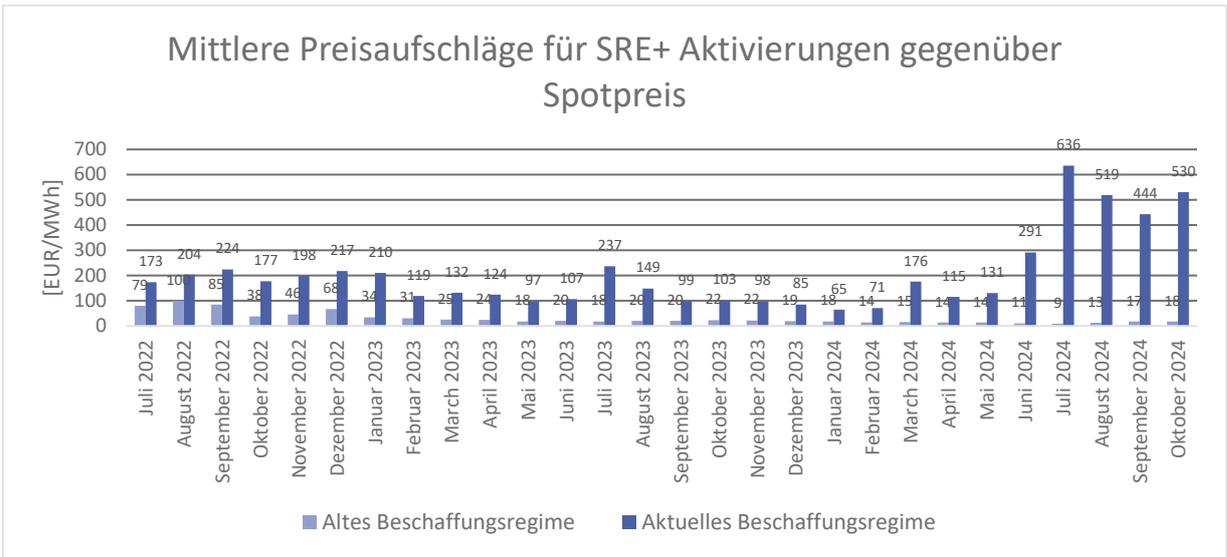


Abbildung 15: Mittlere Preisaufschläge für SRE+ Abrufe mit Vergleich zum alten Beschaffungsregime (Datenbasis: Entso-e)

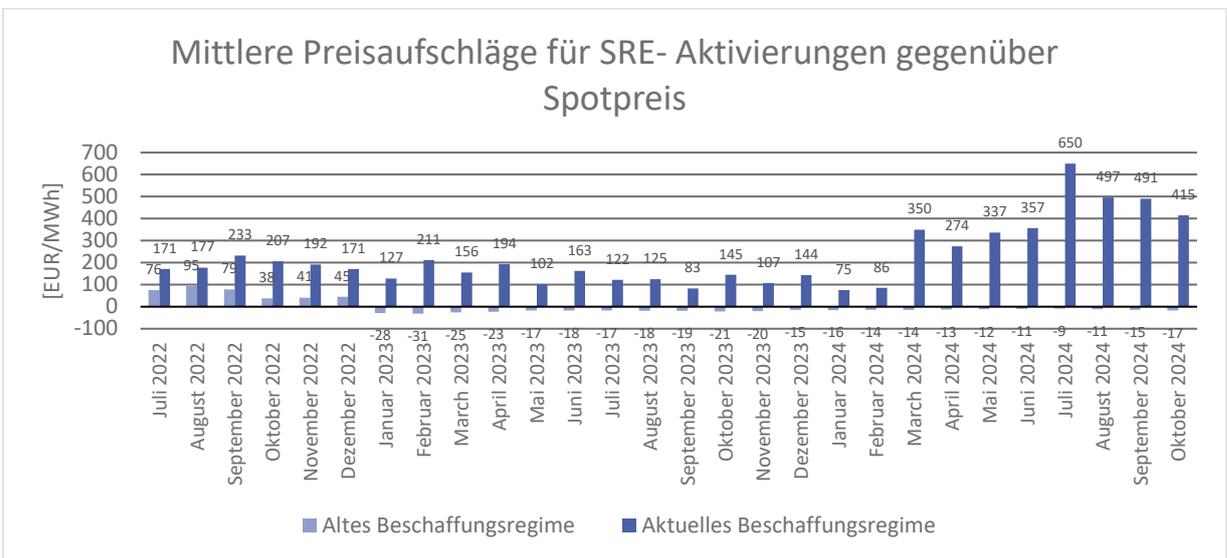


Abbildung 16: Mittlere Preisaufschläge für SRE- Abrufe mit Vergleich zum alten Beschaffungsregime (Datenbasis: Entso-e)

In beiden Abbildungen lässt sich erkennen, dass mit dem an PICASSO-angelehnten Marktsystem die Kosten seit Beginn höher lagen als im zuvor geltenden System. Zudem zeigte sich seit März 2024 ein verstärkter Preisanstieg unter dem an PICASSO-angelehnten System, der sich im Juli nochmals akzentuierte, während hypothetisch nach dem alten Abrechnungssystem die Kosten gesunken wären.

Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die resultierenden monatlichen Gesamtkostenaufschläge für SRE+ und SRE-.

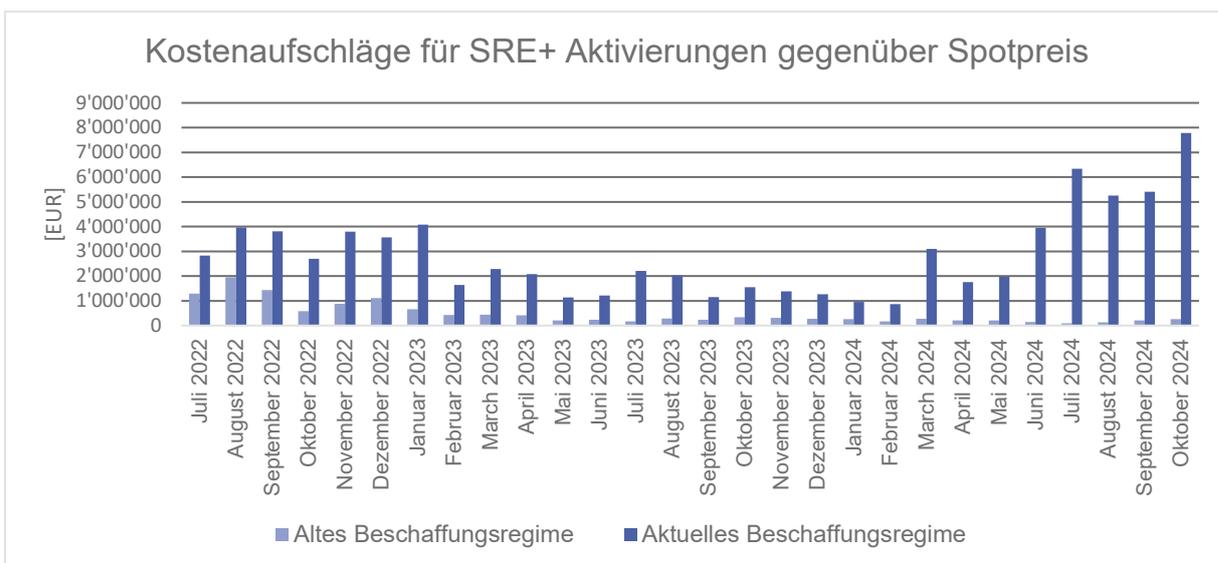


Abbildung 17: Kostenaufschläge für SRE+ Aktivierungen gegenüber Spotpreis. (Datenbasis: Entso-e)

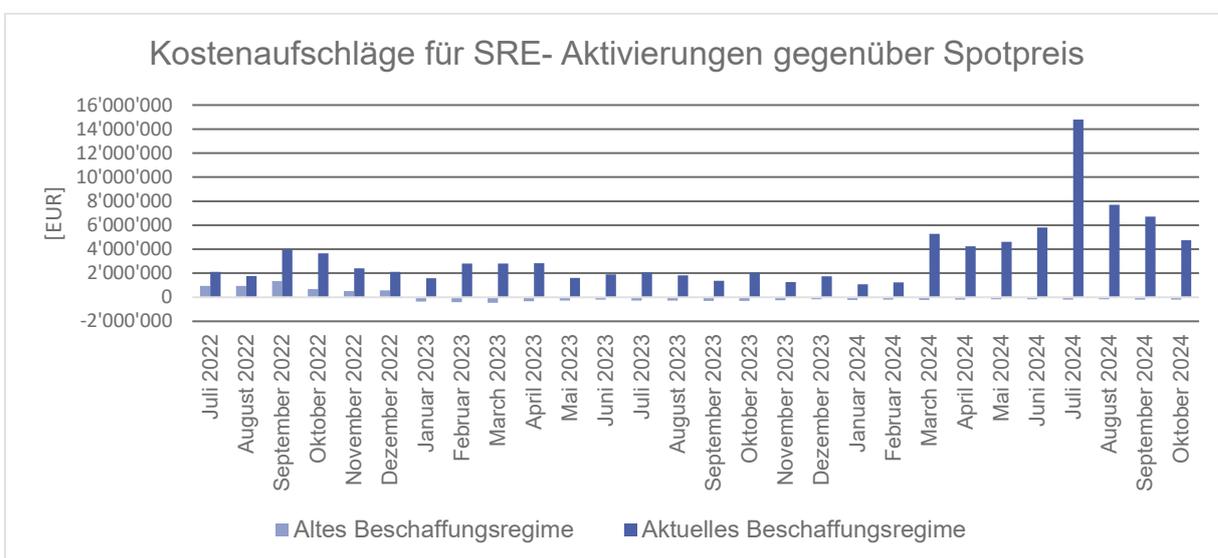


Abbildung 18: Kostenaufschläge für SRE- Aktivierungen gegenüber Spotpreis. (Datenbasis: Entso-e)

Die Gesamtkosten gegenüber dem Spotpreis stiegen demnach ebenfalls ab März 2024 stark an, sogar weit über das Niveau während der Energiekrise in 2022. Im Vergleich dazu wären die Kosten unter dem alten Regime sehr niedrig gewesen.

### 3 Modellanalysen der Kostenstruktur

Im vorherigen Kapitel wurde die historische Entwicklung der Preise beschrieben und aus der Analyse bereits Schlussfolgerungen gezogen. Im Folgenden wird nun basierend auf den historischen Daten und Eigenschaften verschiedener Kraftwerke deren Kostenstruktur für die Erbringung von SRL und SRE analysiert. Dafür wird ein Modell für die Einsatzoptimierung eines Pumpspeichers am Day-Ahead Markt entwickelt, mit dessen Hilfe sowohl Opportunitätskosten als auch Grenzpreise für die Berechnung der Abrufkosten ermittelt werden können. Neben dem Pumpspeicher wird auch die Kostenstruktur von thermischen Kraftwerken mit flexiblen Verbrauchern (z.B. Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) mit Power-to-Heat Anlage) untersucht.

Prinzipiell bestehen für diese Kraftwerke auch gegenüber anderen Märkten wie Primärregelleistung (PRL), Tertiärregelleistung (TRE) und Intra-Day Opportunitätskosten. Da diese Märkte jedoch, wie auch

der SRE Markt, klein sind und die präqualifizierte Kraftwerksleistung sehr gross gegenüber diesen Märkten ist, wird der Day-Ahead Markt als die Opportunitätskosten bestimmender Markt herangezogen.

Für die Modellierung wurde ausserdem ein reines Pumpspeicherkraftwerk auf Grund seiner Einfachheit und Vielseitigkeit (Produktion und Verbrauch) ausgewählt. Generell machen Wasserkraftwerke den Grossteil der präqualifizierten Leistung aus (vgl. Abbildung 31). Reine Speicher und Flusswasserkraftwerke können je nach Situation höhere oder tiefere Kosten aufweisen. Durch die grosse Leistung der Pumpspeicherkraftwerke sollten diese jedoch bezüglich der maximalen Kosten ein gewisses Limit darstellen und durch ihre Vielseitigkeit sensitiv sowohl gegenüber möglichen fundamentalen Marktveränderungen bei tiefen Spotpreisen als auch bei hohen Spotpreisen sein.

Die Kostenstruktur thermischer Kraftwerke ist dagegen relativ einfach. Durch Kombination mit einem Verbraucher können jedoch bei dezentralen Anlagen durch die mit zu berücksichtigende Netztarifierung grosse Sprünge in den Netzkosten bei Abrufen entstehen, weswegen dieser Anbietertyp ebenfalls genauer untersucht wird.

### 3.1 Modellierung der Kostenstruktur eines Pumpspeicherkraftwerks

Ein Pumpspeicherkraftwerk zeichnet sich durch seine Flexibilität aus, mit der er sowohl bei sehr tiefen als auch hohen Preisen am Grosshandelsmarkt aktiv werden kann. Die Einsatzoptimierung findet dabei in der Realität über diverse Märkte und basierend auf kurzfristigen Markterwartungen statt. Dies kann im Rahmen der Analyse nicht komplett nachgebildet werden und wird daher durch verschiedene Annahmen vereinfacht.

Die Grundlagen für die Modellierung sind:

- Die Einsatzplanung erfolgt auf Wochenbasis für eine bekannte Entwicklung der Day-Ahead Preise (Perfect Foresight).
- Die Energiebilanz ist auf Wochensicht ausgeglichen – der Speicherstand Anfang und Ende Woche ist der gleiche.
- Limitierungen durch ein endliches Speichervolumen werden nicht berücksichtigt.
- Es wird eine Effizienz von 75% für einen kompletten Speicherzyklus angenommen, sowie zusätzliche variable Kosten von 2 EUR pro produzierter MWh als auch eine Minimallast von 30%.
- Die Bereitstellung von SRE ist eine Abweichung von der Day-Ahead Optimierung und erfordert, dass das Kraftwerk in Betrieb ist, also mindestens auf Minimallast läuft.

Mit Hilfe dieser vereinfachenden Annahmen lässt sich auch ohne komplexen Optimierungsalgorithmus ein Modell mit realistischen Resultaten erstellen.

#### 3.1.1 Kostenstruktur für SRL

In einem ersten Schritt wurde der Day-Ahead Einsatz mit diesen Parametern optimiert. Dafür wurden aus Einnahmen und Kosten für verschiedene Produktionsstunden pro Woche (0, 10, 20, 30, 40) das optimale Einsatzprofil berechnet. Mit diesem Einsatzprofil verbunden sind Grenzpreise für den Einsatz der Pumpen und Turbinen pro Woche. Die Optimierung ist in Abbildung 19 und Abbildung 20 am Beispiel von historischen Day-Ahead Preisen ab dem 1.4.2023 dargestellt. «Zustand DA» entspricht dabei dem optimierten Einsatzprofil gemäss der Day-Ahead Preise, während der «Zustand SRE+» und SRE- das angepasste Profil darstellen, um 10% der Leistung für SRE+ bzw. SRE- anbieten zu können. Die Preislevels in Abbildung 20 zeigen auf, ab welchen Preisen die Day-Ahead Optimierung einen Einsatz der Turbinen oder Pumpen startet. Für die Bereitschaft für SRE+ und SRE- Erbringung wurden die zusätzlichen Kosten oder entgangenen Einnahmen für verfügbare Betriebsmodi berechnet und die günstigste Variante gewählt, also zum Beispiel zwischen Teillastbetrieb der Pumpen oder Turbinen.

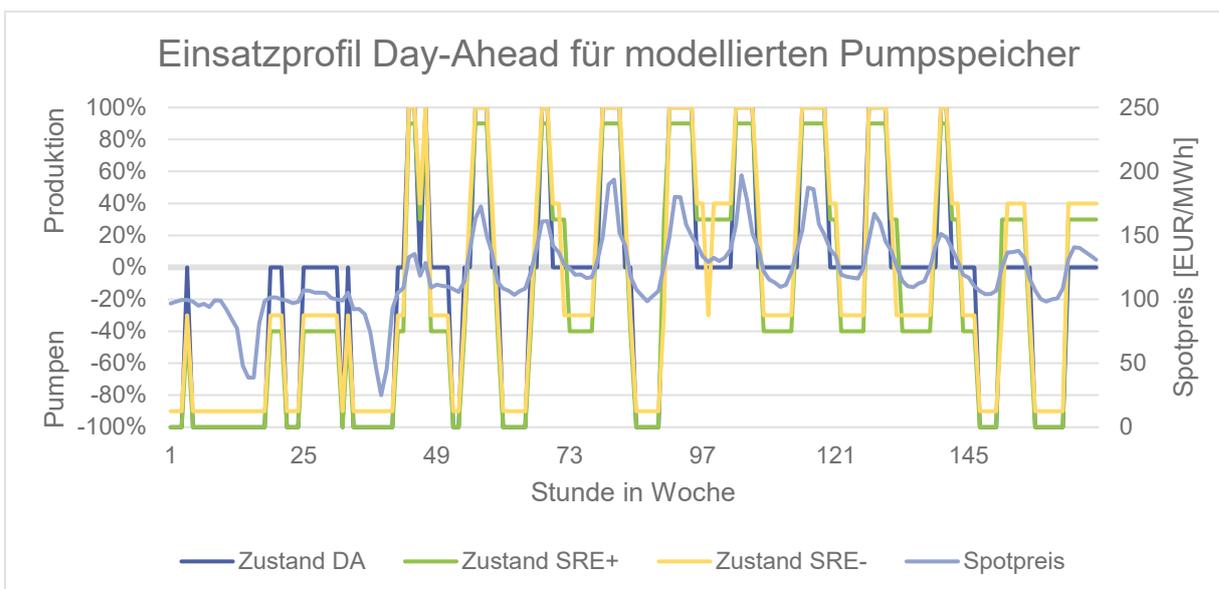


Abbildung 19: Erstellte Beispiels Einsatzprofile für Day-Ahead und Bereitschaft für 10% SRE Erbringung sowie zugehöriger Spotpreis für die Woche ab 1.4.2023. (Quelle Spotpreise: Entso-e)

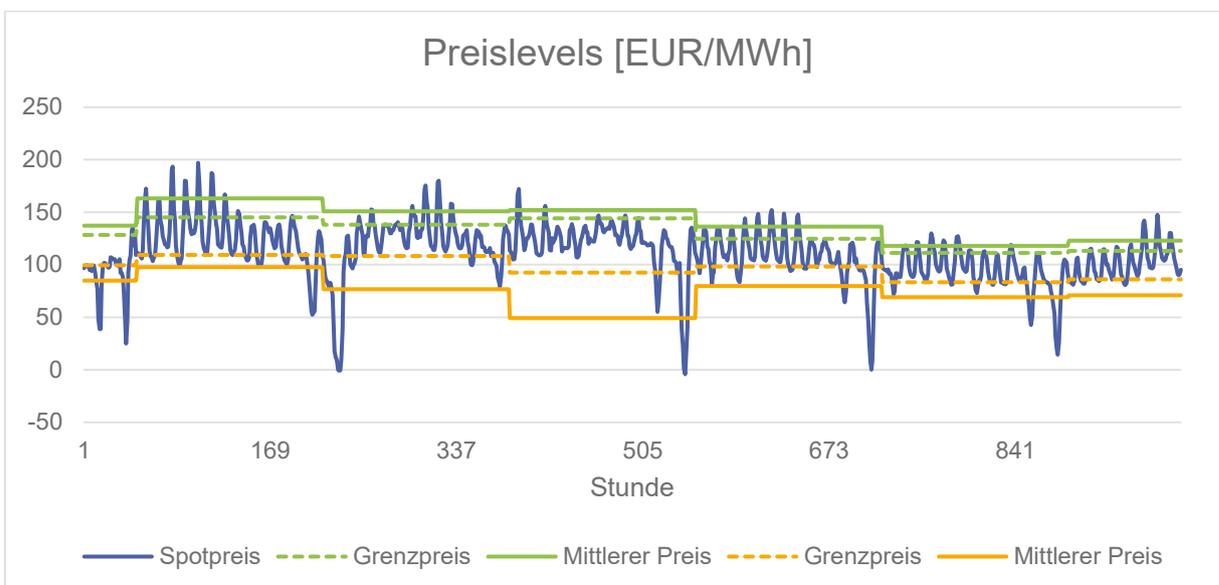


Abbildung 20: Preislevels der Day-Ahead Optimierung des generischen Pumpspeichers und zugehörige Spotpreise für 6 Wochen ab 1.4.23. Grün sind die Preislevels für Produktion und orange jene für Pumpen. (Quelle Spotpreise: Entso-e)

In einem zweiten Schritt werden darauf aufbauend zunächst die Opportunitätskosten für die Erbringung von symmetrischen SRL Wochenprodukten berechnet, um das Modell zu verifizieren und mit der Entwicklung der SRL Preise zu vergleichen. Das symmetrische Wochenprodukt existiert zwar nicht mehr, ist jedoch ein guter Vergleichswert für SRL+ und SRL- in einer einzigen Modellierung. Es wurden bei der Berechnung zusätzlich Kosten für unterschiedliche SRL Leistungen in Prozent der Kraftwerksleistung berechnet und je Woche die kostengünstigste Variante ausgewählt. Das Resultat ist in Abbildung 21 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Opportunitätskosten mit der Energiekrise in 2022 stark angestiegen sind und seit dem fallen, wobei das Preisniveau noch oberhalb der früheren Werte liegt und die Varianz der Kosten zugenommen hat. Letzteres ist wahrscheinlich auf die zunehmende Rolle der erneuerbaren Energien und damit verbunden auf eine generell höhere Varianz der Spotpreise zurückzuführen.

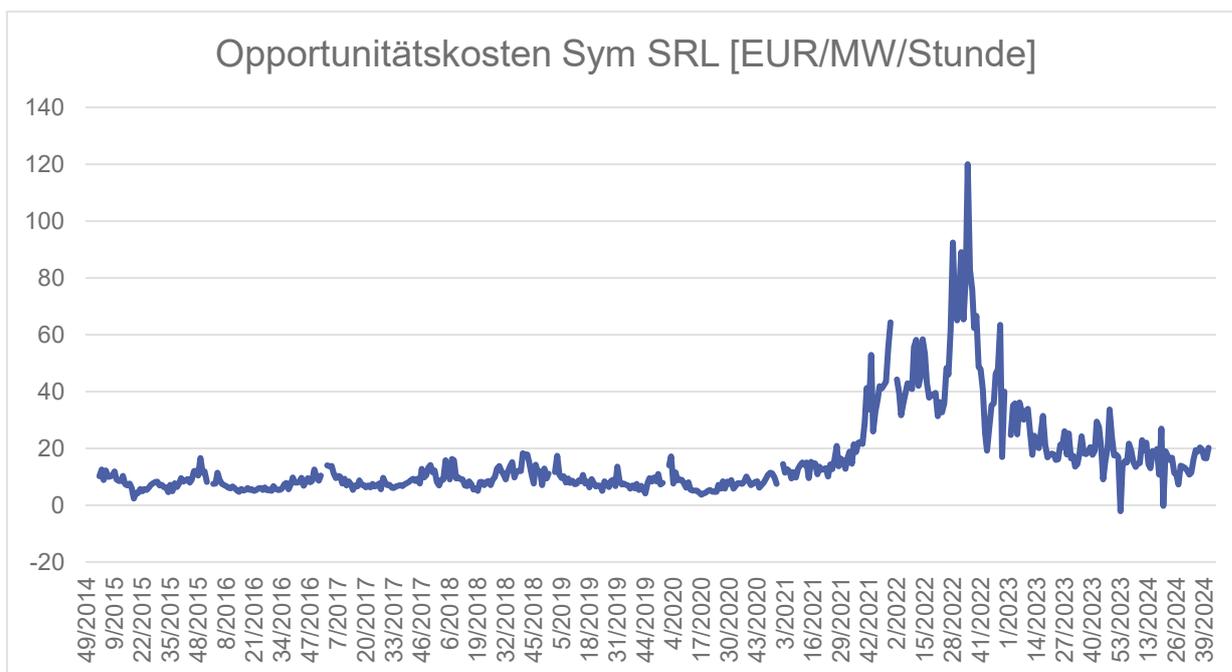


Abbildung 21: Resultierende SRL Bereitstellungskosten von symmetrischen Wochenprodukten für das modellierte generische Pumpspeicherkraftwerk je Kalenderwoche

### 3.1.2 Kostenstruktur der freiwilligen Gebote

Bei der Modellierung der freiwilligen Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks unterscheiden sich dessen Opportunitätskosten pro 15 Minuten, anstatt dass ein Mittelwert über eine Woche berechnet wird. Dies kommt daher, dass die Granularität der SRE-Produkte 15 Minuten ist und jeweils eine Entscheidung getroffen werden kann, in welchem Markt das Kraftwerk angeboten wird. Die Kosten können daher deutlich stärker variieren und hängen von den Spotpreisen der jeweiligen Stunde bzw. 15 Minuten ab. Da in der Schweiz der Intra-Day Markt nicht sehr liquide ist, findet die Modellierung durch Nutzung der 60 Minuten Day-Ahead Preise statt. Als Basis wird wiederum die beschriebene Day-Ahead Optimierung des Pumpspeicherkraftwerks verwendet. Die minimalen SRE-Gebotspreise werden dabei wie folgt berechnet:

$$\text{Gebot}_{\min} = \frac{\text{Opportunitätskosten}_{\text{Gebot}}}{\text{Abrufwahrscheinlichkeit}_{\text{Gebot}}} + \text{Kosten}_{\text{Abruf}}$$

Die Opportunitätskosten für die Gebotsabgabe werden wiederum auf Basis der entgangenen Einnahmen durch die Abweichung des Betriebszustands vom optimalen Betriebszustand im Day-Ahead berechnet. Für den Pumpspeicher werden hier die aus der Optimierung bekannten Grenzpreise für die jeweilige Woche als Referenz genommen. Die Kosten ergeben sich dann aus der Preisdifferenz des aktuellen Spotpreises zu den Grenzpreisen der Optimierung, multipliziert mit der Leistungsänderung des Kraftwerks für die Bereitstellung, geteilt durch die Gebotsmenge. Da das Pumpspeicherkraftwerk über die zwei Betriebsmodi Pumpen und Produktion verfügt, ergeben sich gegenüber reinen Speichern zusätzliche Möglichkeiten zur Bereitstellung, so dass die Opportunitätskosten des Pumpspeicherkraftwerks bei niedrigen Marktpreisen geringer ausfallen. In der Optimierung werden jeweils die niedrigsten Kosten aller Optimierungsmöglichkeiten gewählt.

Diese Zahl wird anschliessend durch die Abrufwahrscheinlichkeit des Gebots geteilt. Diese Wahrscheinlichkeit hängt wie in 2.1.1 beschrieben von der Position in der Gebotskurve ab, wobei die Position in der Gebotskurve durch den Anbieter mittels Gebotshöhe selbst beeinflusst werden kann. Bei Positionierung in der rechten Hälfte der Gebotskurve sind die Abrufwahrscheinlichkeiten viel geringer,

so dass die Opportunitätskosten entsprechend deutlich höher ausfallen. Im Rahmen der Modellierung wurde die mittlere Abrufwahrscheinlichkeit aller Daten wie in Abbildung 4 dargestellt je Position in der Kurve verwendet.

Die Kosten für den Abruf hängen wiederum von den entgangenen oder zusätzlichen Einnahmen ab. Diese hängen davon ab, ob SRE+ oder SRE- erbracht werden muss. Bei SRE+ wird bei einem Speicher Wasser verbraucht, so dass dieses entweder nicht mehr in einer anderen Stunde genutzt werden kann oder wieder hochgepumpt werden muss. Die entgangenen Einnahmen entsprechen dabei dem Grenzpreis der Optimierung und stellen eine Art Opportunitätskosten gegenüber der zukünftigen Bewirtschaftung des Wassers beziehungsweise den Wasserwert dar. Bei SRE- Erbringung hingegen verbleibt mehr Wasser im Speicher, so dass dieses zu einem anderen Zeitpunkt zum Grenzpreis vermarktet werden kann. In diesem Fall sind die Abrufkosten negativ, was für SRE- einem positiven Wert entspricht. Für den Fall des Pumpbetriebs ergeben sich ähnliche Zusammenhänge, allerdings mit umgekehrten Vorzeichen.

Mittels dieser Modellierung kann für jede Stunde eine Kurve für Kosten freiwilliger Gebote in Abhängigkeit der Positionierung in der Angebotskurve erstellt werden. Die Resultate werden im folgenden Abschnitt in Abbildung 27 zusammen mit den historischen Kurven gezeigt und verglichen. Dafür wurden die Mittelwerte dieser Kostenkurven pro Quartal für die letzten sechs Quartale gebildet. Die folgende Abbildung 22 zeigt dagegen schematisch die durch die Kosten bestimmten minimalen Gebote in Abhängigkeit der Position innerhalb der Angebotskurve des Gesamtmarktes.

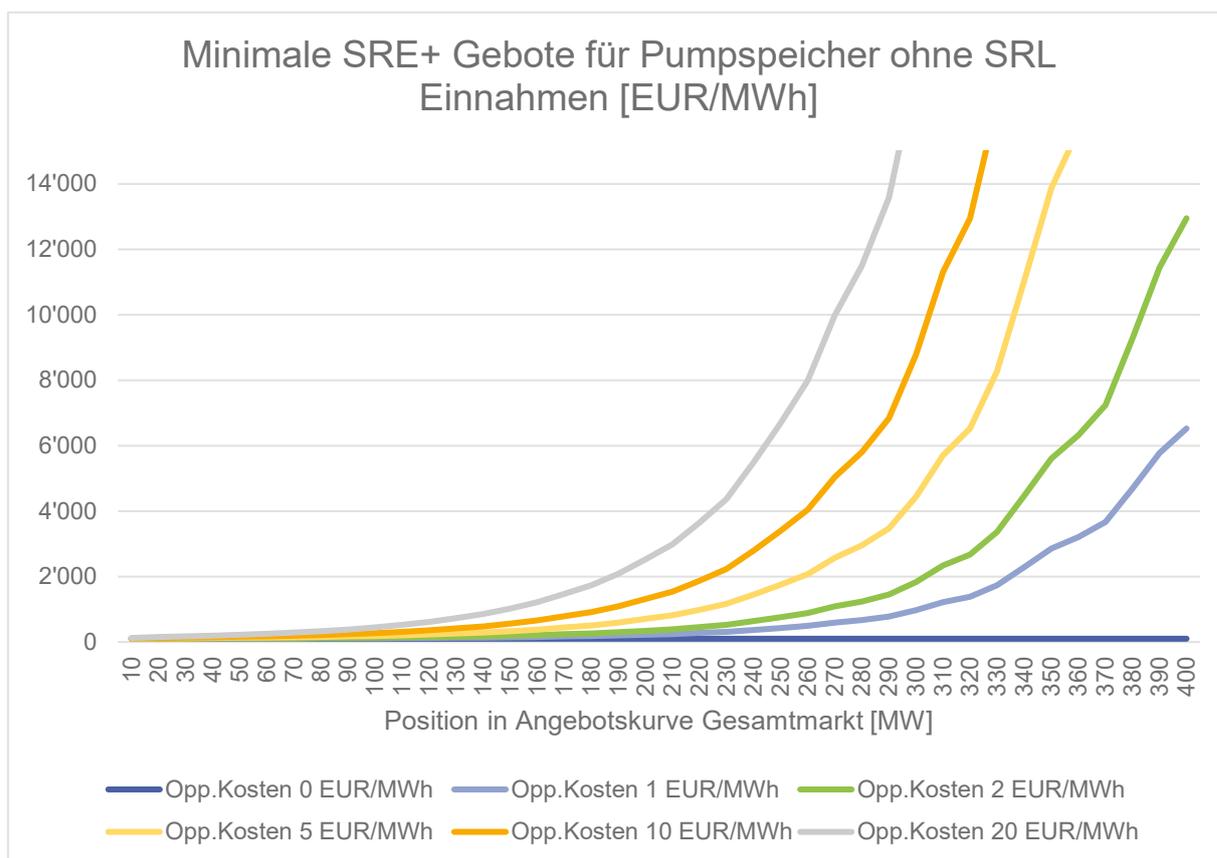


Abbildung 22: Kostenstruktur und damit minimale freiwillige Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Opportunitätskosten bei fixen Abrufkosten von 100 EUR/MWh. Grundlage sind historische Day-Ahead Preise und die in Abbildung 4 ausgewerteten Abrufwahrscheinlichkeiten

Es lässt sich hier gut erkennen, dass die Kosten für freiwillige Gebote, die auf der rechten Seite der Angebotskurve platziert werden, schnell über das derzeitige Marktlimit von 15'000 EUR/MWh steigen können, da die Abrufwahrscheinlichkeiten sehr gering sind. Lediglich bei verschwindend geringen Opportunitätskosten für die Angebotseinstellung sind hier tiefe Gebote möglich. Hierdurch zeigt sich

direkt, dass grosse Mengen freiwilliger Gebote nur in Marktsituationen auftreten können, in denen deren Opportunitätskosten sehr gering sind. Ausserdem bedeutet dies, dass freiwillige Gebote tendenziell am unteren, linken Ende der Angebotskurve platziert werden, und tendenziell dann, wenn das anbietende Kraftwerk einen Kostenvorteil gegenüber Anbietern mit verpflichtenden Geboten hat. Da bereits 400 MW verpflichtende Gebote in der Angebotskurve platziert werden, bleibt daher tendenziell nicht viel Platz für freiwillige Gebote. Eine Ausnahme wäre, wenn ein grosser Teil der verpflichtenden Gebote für SRE das Marktmaximum bietet. Durch die Marktstruktur mit inelastischer Nachfrage und sehr geringen Wahrscheinlichkeiten für grosse Abrufmengen ist es daher nicht verwunderlich, wenn die Gesamtmenge der Gebote die verpflichtenden Gebotsmengen nicht stark übersteigt, gerade wenn keine grenzüberschreitenden Gebote und Abrufe möglich sind.

### 3.1.3 Kostenstruktur der verpflichtenden Gebote

Im Falle eines Zuschlags für SRL müssen für alle 15 Minuten Blöcke des Zuschlagszeitraums SRE Gebote für die bezuschlagte Leistung eingegeben werden. Für die Kosten der SRE Gebote bedeutet dies, dass bei der Gebotseinstellung keine Opportunitätskosten der Leistungsvorhaltung entstehen, das Minimalgebot also lediglich die Abrufkosten widerspiegelt.

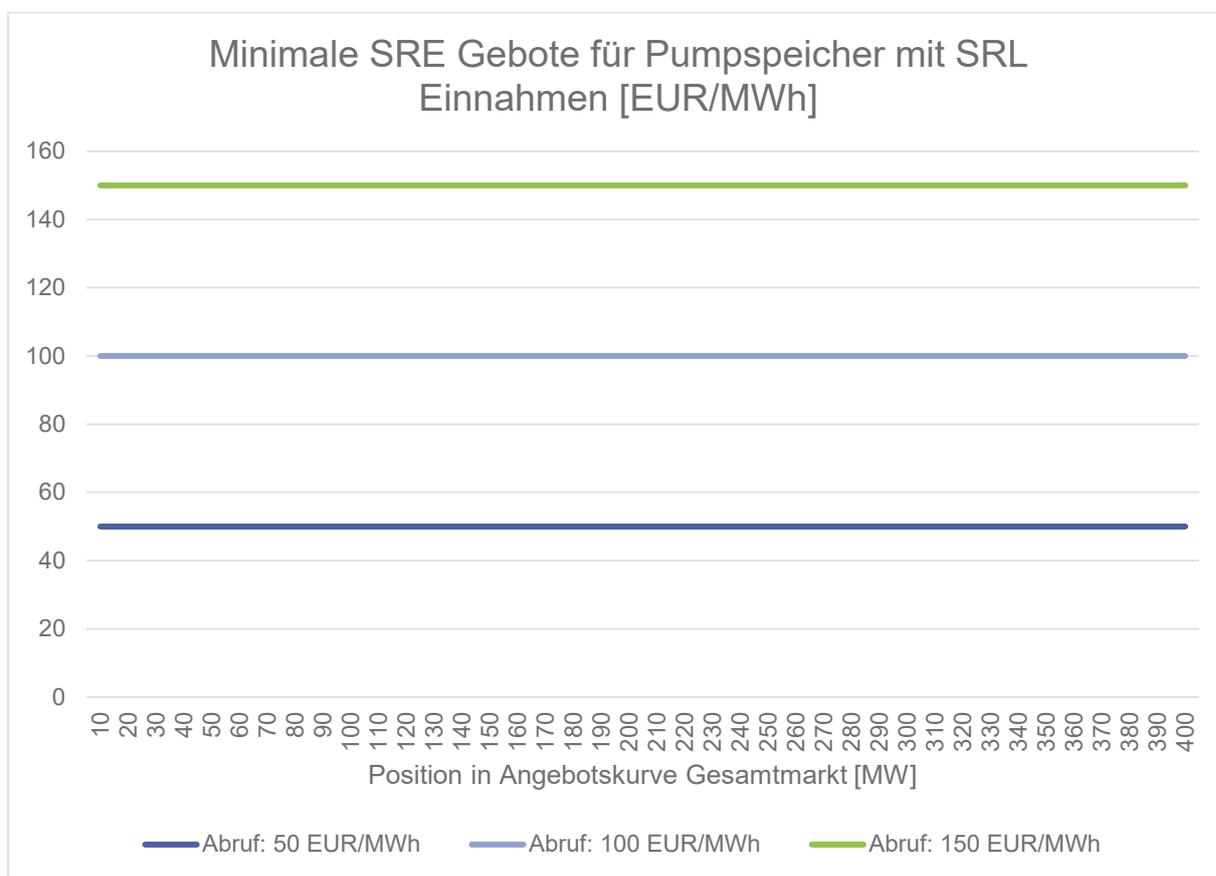


Abbildung 23: Kostenstruktur und damit minimale Preise für verpflichtende Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks: Diese sind unabhängig von der Position in Angebotskurve und nur durch die individuellen Abrufkosten bestimmt, liegen im Bereich des Niveaus der Day-Ahead Preise und variieren je nach Wertigkeitserwartung des Wassers

Für das Pumpspeicherkraftwerk entspricht dies (wie im vorherigen Abschnitt erläutert) den Grenzpreisen der Day-Ahead Optimierung des Speichers (Wertigkeit des Wassers). Diese Kosten entsprechend den künftigen Ertragsmöglichkeiten, die ihrerseits durch das Niveau der zukünftigen Day-Ahead Preise bestimmt und unabhängig von der Positionierung in der Angebotskurve sind, wie in Abbildung 23 schematisch dargestellt wird.

Damit unterscheiden sich die Kostenstrukturen mit und ohne Zuschlag für SRL für Pumpspeicherkraftwerke grundsätzlich. Mit SRL Zuschlag sind die Kosten viel niedriger und unabhängig

von der Positionierung in der Gebotskurve. Da etwa 400 MW SRL auktioniert werden, sollte ein Grossteil der SRE Gebote auf diesen niedrigen Kosten basieren.

### 3.2 Kostenstruktur für Anlagen mit Auswirkungen eines netzseitigen Leistungstarifs

Neben den Pumpspeichern wird zusätzlich die Kostenstruktur von dezentralen Anbietern untersucht, welche auch Verbraucher sind. Für den Fall, dass diese Anbieter bei einem Abruf von SRE- den Netzbezug erhöhen, kann es vorkommen, dass dies zu erhöhten Netzentgelten führt. Dies liegt an der Struktur der Netzentgelte, die vor allem bei grösseren Verbrauchern eine Leistungskomponente haben, welche sich auf die in einem Monat maximal bezogene Leistung bezieht. Durch den SRE- Abruf kann dadurch der Leistungspreis für den entsprechenden Monat erhöht werden. Die Leistungspreise liegen typischerweise im Bereich von 5'000 bis 10'000 EUR/MW/Monat. Für einen einzelnen 15 Minuten Abruf, der diese Leistungskomponente erhöht, können daher effektiv Kosten von etwa 10'000 EUR/MW/15min = 40'000 EUR/MWh anfallen, also deutlich höher als das Marktlimit für SRE-Gebote. Für weitere Abrufe im gleichen Monat würden die Kosten jedoch nicht noch einmal anfallen, so dass lediglich die für das Pumpspeicherwerk aufgeführten Kostenkomponenten auftreten. Typische, von diesem Mechanismus betroffene Anlagen sind Kehrrichtverbrennungsanlagen (KVA) mit angeschlossenem Wärmenetz, welche mittels einer Power-to-Heat Anlage bei SRE- Abrufen die eigene Produktion herunterfahren und gleichzeitig den Wärmeverbund mit der Power-to-Heat Anlage mit Strom aus Netzbezug weiter versorgen.

Weitere Anlagen sind Batteriespeicher, welche bei einem Grossverbraucher für Peak-Shaving Anwendungen eingesetzt werden, aber auch Zusatzeinnahmen durch SRL erwirtschaften wollen. Vom Leistungspreis betroffene Anlagen versuchen daher, einen Zuschlag für SRL zu erhalten, aber möglichst nicht für SRE abgerufen zu werden, weshalb sie einen Anreiz haben, am Marktlimit («technisches Limit») zu bieten. Findet dennoch ein Abruf statt, so müssen die ungedeckten Kosten im Mittel durch die erhaltenen SRL Prämien gedeckt werden können, um am SRL Markt wirtschaftlich teilzunehmen. Die resultierende Kostenstruktur ist in Abbildung 24 schematisch für verschiedene Leistungspreise dargestellt.

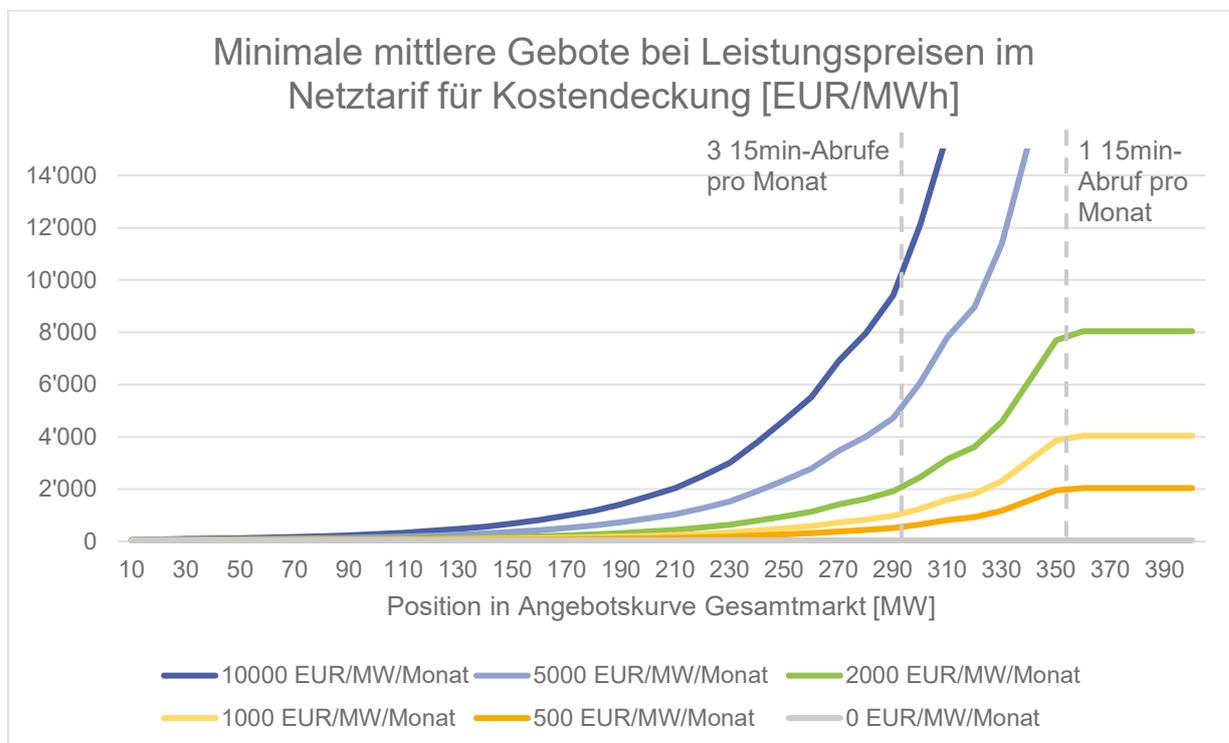


Abbildung 24: Kostenstruktur und damit minimale verpflichtende Gebote eines Verbrauchers nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Leistungspreise in Netztarifen. Es sind monatliche Durchschnittswerte. Bei mehreren Abrufen pro Monat werden Leistungspreise in Rechnung auf alle Abrufe verteilt. In Realität fällt der gesamte Leistungspreis nach erstmaliger Aktivierung im Monat an.

Mit den Effekten dieser Kostenstruktur bieten diese Anlagen folglich sehr hohe SRE Preise, obwohl ihre Opportunitätskosten für die Bereitstellung eigentlich schon durch SRL gedeckt sein sollten. In Abwesenheit von Kosten durch diese Leistungspreise könnten thermische Kraftwerke, besonders in Kombination mit Power-to-Heat Anlagen prinzipiell günstig SRE anbieten, da sie oft bereits im Teillastbetrieb laufen und damit kaum Opportunitätskosten für Gebotsabgaben und Abrufe entstehen würden. Die Netztarifstruktur führt daher zu Verzerrungen und damit unnötigen Verteuerung der SRE Bereitstellung durch diese Anlagen. Es erscheint widersinnig, dass hohe Netznutzungsentgelte für die aktive Stabilisierung des Netzes anfallen. Für reine Batteriespeicher ohne Endverbrauch gibt es hingegen bereits eine Befreiung von Netznutzungsentgelte (StromVG Art.14a ab 2025, vorher bereits effektive Praxis), wie auch für Pumpspeicher. Auch für Batterien bei Verbrauchern können ab 2026 Netzentgelte für wieder eingespiessene Energie zurückerstattet werden (StromVG Art. 14a).

### 3.3 Modellvergleich der Pumpspeicher mit historischen Geboten

Der Vergleich der in Abschnitt 3.1.1 berechneten Modellpreise für SRL mit historischen Zuschlagspreisen dient der Verifikation des Kostenmodells für den Pumpspeicher. Gleichzeitig ist nicht zu erwarten, dass die historischen Werte exakt reproduziert werden. Insbesondere wird SRL nicht ausschliesslich von Pumpspeichern erbracht und Prämien oder Abschläge können die Gebotshöhe beeinflussen. Zusätzlich optimiert das Modell anhand realisierter Day-Ahead Preise, wohingegen reale Gebote vor dem Day-Ahead Markt platziert werden und im Fall von vorgezogener Beschaffung vom erwarteten Preisniveau von einem halben Jahr vor der Lieferung abhängen können.

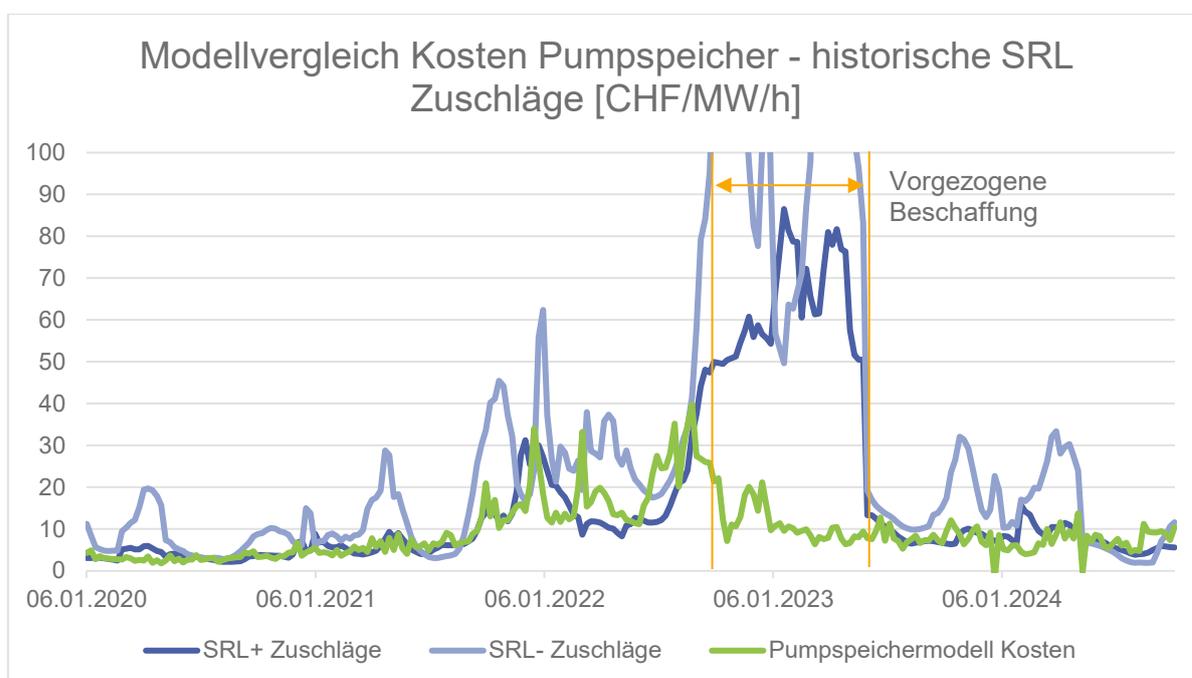


Abbildung 25: Vergleich modellierter symmetrischer SRL Opportunitätskosten eines Pumpspeicherkraftwerks mit historischen Zuschlagspreisen für SRL+ und SRL-. (Quelle historische Zuschläge: Swissgrid)

Der in Abbildung 25 gezeigte Vergleich trifft die Entwicklung und das Preisniveau der SRL+ Zuschläge im Allgemeinen sehr gut. Die grosse Diskrepanz Ende 2022 bis Mitte 2023 ist der vorgezogenen Beschaffung während hoher Terminmarktpreise in 2022 geschuldet. SRL- Preise steigen regelmässig im Frühjahr und Herbst über das Niveau der SRL+ Preise, was meist dem tiefen Spotpreisniveau in Verbindung mit niedrigen Zuflüssen zugerechnet wird. Hierdurch sind die Opportunitätskosten für den Bereitschaftszustand von Speichern für SRE- höher, was sich in den Auktionsresultaten widerspiegelt. Zusammenfassend ergibt der Vergleich eine gute Übereinstimmung zwischen modellierten Opportunitätskosten und historischen Auktionsresultaten. Im Folgenden werden daher nun die Opportunitätskosten für die Eingabe freiwilliger Gebote in einzelnen Stunden auf den gleichen Überlegungen und Methodiken basierend berechnet, so dass auch diese Resultate als realitätsnah angenommen werden können.

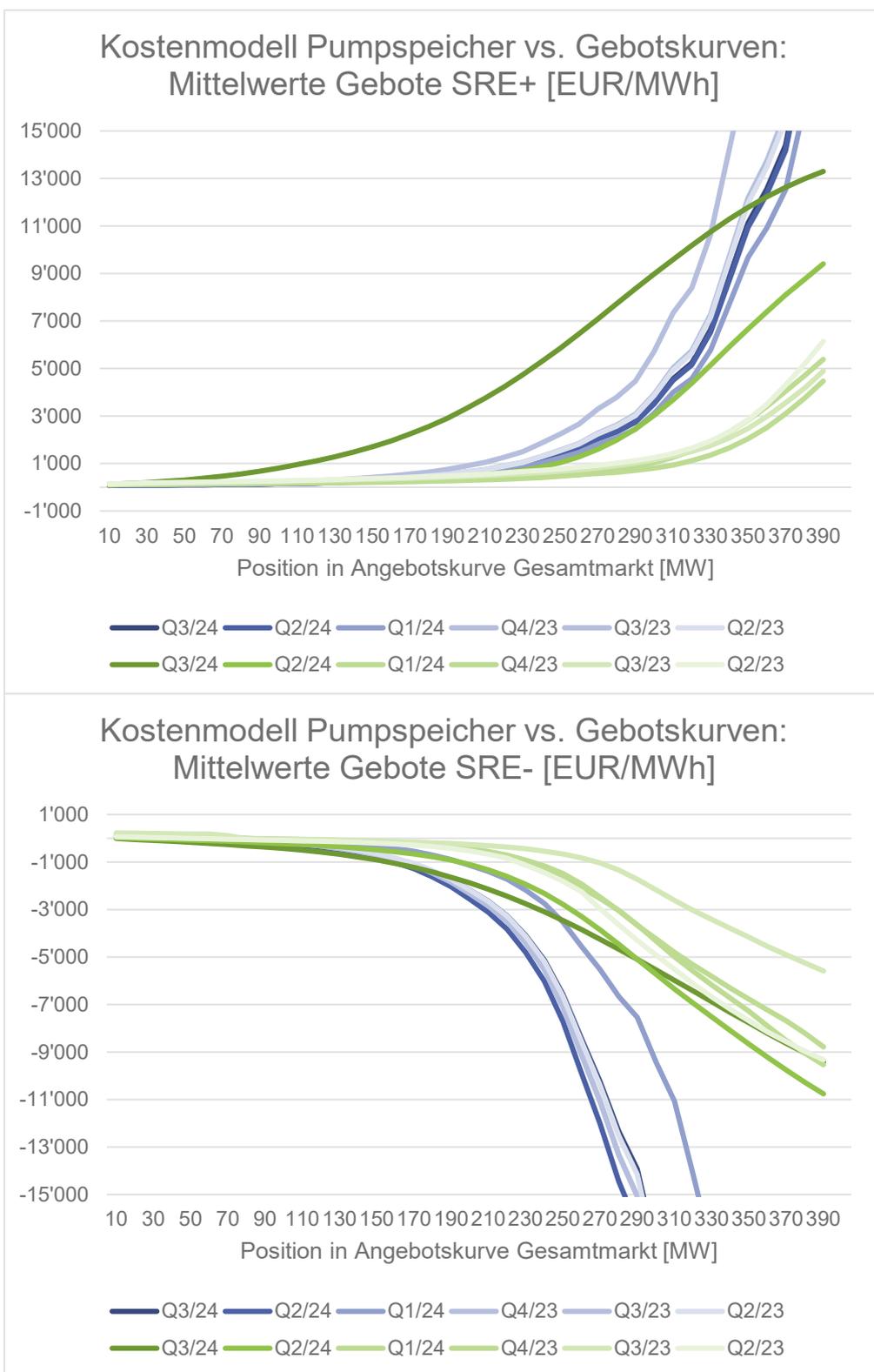


Abbildung 26: Mittlere Kosten für freiwillige Gebote des modellierten Pumpspeichers für historische Spotpreisverläufe in den letzten 6 Quartalen (blau) und Vergleich mit den historischen SRE Geboten (grün).

Im Gegensatz zu den SRL Geboten werden SRE Gebote für jede Viertelstunde abgegeben und ergeben jeweils eine Angebotskurve, von der, je nach Bedarf, mit den günstigsten Geboten startend Abrufe durchgeführt werden. Für die Analyse der Struktur der Gebote wird daher hier jeweils die Gebotskurve betrachtet und Mittelwerte über einzelne Quartale gebildet. Das Resultat ist für die historischen Preise in grün und die modellierten Kostenkurven für freiwillige Gebote der Pumpspeicherkraftwerke in blau in

Abbildung 26 dargestellt. Die Kosten der freien Gebote von Pumpspeicherkraftwerken stellen dabei ein oberes Limit für rechtfertigbare Kosten dar, da es genügend Pumpspeicherkraftwerke gibt, um die ganze SRE bereitzustellen. Verpflichtende Gebote, welche 400MW der Kurve darstellen, sollten dagegen meist deutlich geringere Kosten aufweisen, wie zuvor beschrieben. Für die historischen Gebotskurven lässt sich erkennen, dass für SRE+ die Kurven bis Q1/2024 nahe zusammen lagen, und in den beiden folgenden Quartalen stark angestiegen sind. Für SRE- sind die Kurven hingegen heterogener, was auch eine Folge der stärkeren saisonalen Variation der Angebotsvolumen (mehr freiwillige Gebote im Sommerquartal Q3) ist. Für die letzten beiden Quartale Q2/2024 und Q3/2024 lässt sich jedoch auch hier ein starker Aufwärtstrend feststellen, besonders bei den mittleren Positionen der Gebotskurve. Im Gegensatz dazu hat sich die modellierte Kostenstruktur des Pumpspeichers kaum verändert, jeweils mit Ausnahme eines Quartals (Q4/23 für SRE+, Q1/2024 für SRE-), was jedoch nicht mit den Preissteigerungen der historischen Gebote korreliert. Diese Erkenntnisse zu SRE+ passen zu den zuvor gewonnenen Einsichten, dass die SRE+ Preise nur wenig mit den Spotpreisen über die Stunden des Tages variieren. Die beobachteten Gebotspreise der SRE liegen damit auch über weite Strecken deutlich über jenen Preislevels, die den Abrufkosten von verpflichtenden Geboten der Speicherkraftwerke entsprechen.

Eine weitere Analyse besteht in der Korrelation der berechneten Opportunitätskosten (ohne Abrufkosten) für Eingabe freiwilliger Gebote je Stunde mit vorhandenen freiwilligen Gebotsmenge im gleichen Zeitraum. Das Resultat ist für SRE+ und SRE- in Abbildung 27 dargestellt. Aus vorhergehenden Überlegungen wäre zu erwarten, dass bei hohen Opportunitätskosten tendenziell weniger freiwillige Gebote abgegeben werden, da deren Kosten sehr hoch und damit im Vergleich zu den verpflichtenden Geboten im Nachteil wären sowie oberhalb von 15'000 EUR/MWh liegen würden. Es lässt sich erkennen, dass bei höheren Opportunitätskosten von Pumpspeicherkraftwerken tendenziell weniger freiwillige Gebotsmengen auftreten, wobei die Korrelation für SRE+ nicht sehr ausgeprägt ist und nur bei Extremwerten heraussticht. Bei SRE- hingegen kann man für Datenpunkte, bei denen der Pumpspeicher keine Opportunitätskosten aufweist, stark erhöhte Gebotsmengen beobachten, und auch bei höheren Opportunitätskosten scheint die Korrelation stärker zu sein als für SRE+ Gebote.



Abbildung 27: Korrelation von modellierten stündlichen Opportunitätskosten mit historischem Volumen freiwilliger Gebote (>400MW Gebotsvolumen). (Quelle Gebotsvolumen: Entso-e)

### 3.4 Schlussfolgerungen

Die gezeigten Modellierungen basieren auf fundamentalen Überlegungen zu Opportunitätskosten für die Erbringung von SRL und SRE gegenüber dem Day-Ahead Markt als grösstem Markt. Es zeigt sich, dass für SRL gute Übereinstimmungen zu den historischen Verläufen der Preise gefunden wurden (Abbildung 25) und auch für SRE die gefundenen Opportunitätskosten mit den vorhandenen freiwilligen Geboten korrelieren (Abbildung 27). Aus den simulierten Gebotskurven für freiwillige Gebote, basierend auf historischen Spotpreisen, lässt sich ablesen, dass es in der Kostenstruktur für die Erbringung von SRE+ und SRE- in den vergangenen sechs Quartalen keine signifikanten Änderungen gab, während jedoch die tatsächlichen SRE+ und SRE- Gebotspreise in Wirklichkeit stark anstiegen (Abbildung 26). Daraus lässt sich ableiten, dass die real beobachteten Preisanstiege nicht auf fundamentalen Kostenfaktoren beruhen, sondern andere Ursachen vorliegen. Es muss daher angenommen werden, dass der Wettbewerb bei SRE nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung auch keine marktorientierten Ergebnisse ergeben.

## 4 Auswirkungen eines Caps

Um den zuvor beschriebenen Kostensteigerungen zu entgegnen, ist die Einführung einer Preisobergrenze eine mögliche Massnahme. Ein solcher Cap beziehungsweise die Senkung des Maximalgebots von 15'000 EUR/MWh auf 1'000 EUR/MWh wird im Folgenden auf potentiell negative Effekte untersucht, wobei auf Rückmeldungen aus der Konsultation der Marktteilnehmer explizit eingegangen wurde. Zusätzlich werden mögliche Einsparungen durch die Massnahme abgeschätzt.

### 4.1 Anzahl freiwilliger Gebote

Eine negative Auswirkung wäre, wenn die Anzahl der freiwilligen Gebote durch die Einführung des Caps reduziert wird, so dass nicht mehr zu jeder Zeit genügend Angebote für die Abrufe bereitstehen könnten. Bevor die Auswirkung des Caps abgeschätzt werden, wird zunächst die historische Situation analysiert.

Bei einer Betrachtung der historischen Abrufe können mehrere Ereignisse seit 2022 identifiziert werden, bei denen bereits bisher ein Abruf von mehr als der unter SRL kontrahierten Menge von etwa 400 MW stattfand. Die Ereignisse sind nach SRE+ und SRE- getrennt in Abbildung 28 dargestellt.

In der Abbildung sind jeweils die Gebotsmenge und Abrufmenge pro Ereignis gezeigt. Zusätzlich gibt es einen Indikator, wie weit die Gebotsmenge vom jeweiligen Monatsmittel der Gebotsmengen abweicht – also ein Indiz dafür, ob hohe Abrufe gerade in Situationen auftreten, wo besonders wenig freiwillige Gebote existieren. Für SRE+ als auch SRE- gibt es sowohl Situationen, in denen die Angebotsmenge oberhalb des Monatsmittels liegen, als auch solche, in denen sie geringer ist. Ein genereller Zusammenhang lässt sich daher nicht ableiten. Auch ist am 31.3.2024 bereits eine Situation aufgetreten, bei der die gesamte Angebotsmenge abgerufen wurde. In dieser Situation kamen auch sämtliche TRE Gebote zum Einsatz. Hier wäre es theoretisch möglich gewesen, dass die Situation bei noch geringeren SRE Gebotsmengen verschärft worden wäre. Jedoch ist hier die Ursache eine besonders grosse Schiefelage der Regelzone aufgrund von Unausgeglichenheiten einiger Bilanzgruppen, welche grundsätzlich durch andere Massnahmen adressiert werden sollte. Aber natürlich ist es die Aufgabe der SRL und TRL Ausschreibungen, genügen Regelenergie für alle Situationen bereitzustellen. Demnach sind freiwillige SRE Gebote lediglich ein zusätzliches Mittel, um die Kosten der Beschaffung der Regelenergie zu reduzieren, nicht um die Versorgung zu sichern, auch wenn sich aus ihnen heraus selbstverständlich ein positiver Effekt ergibt.

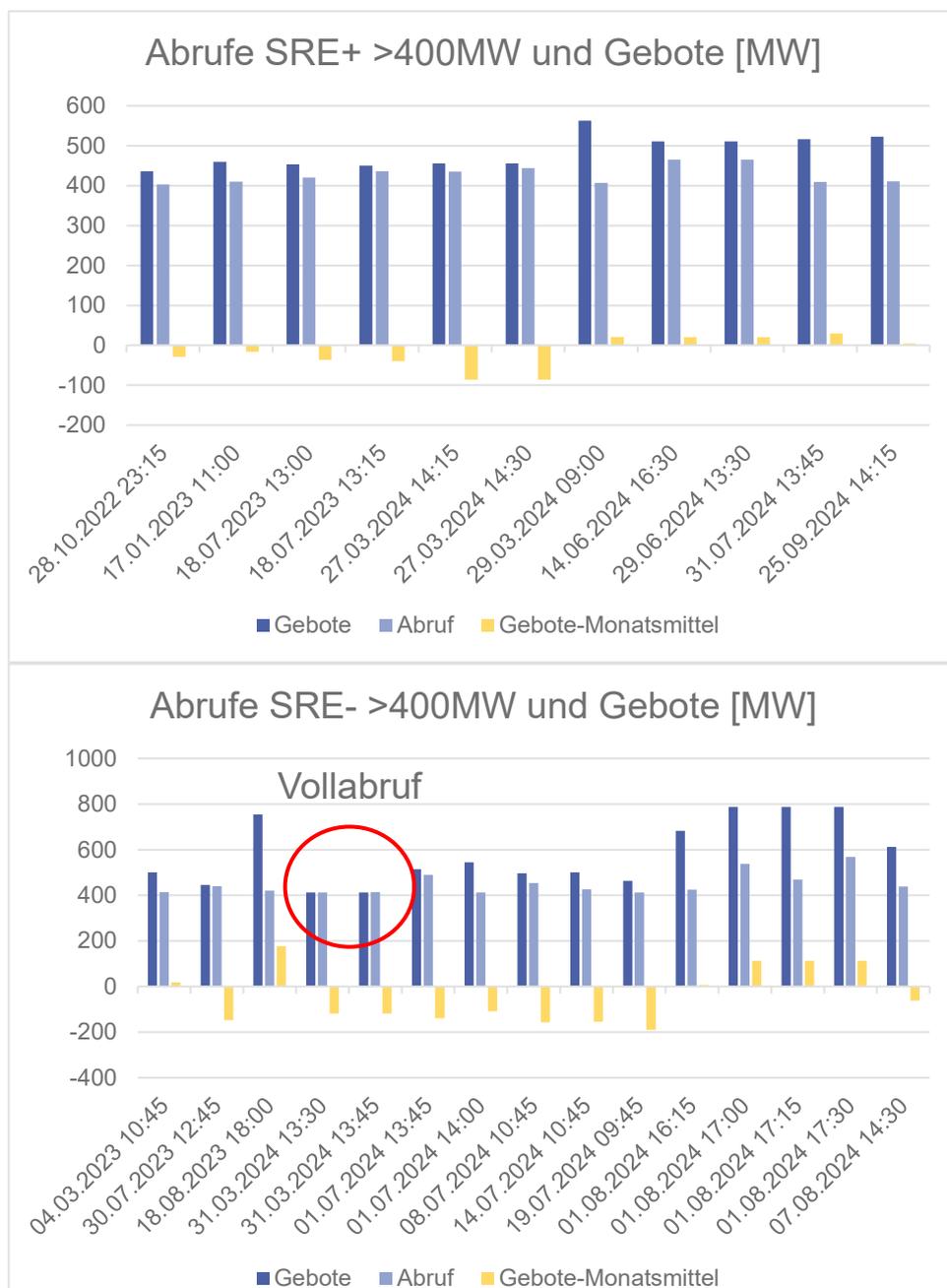


Abbildung 28: Historische Ereignisse mit SRE Abrufen >400 MW seit Anfang 2022. (Quellen: Entso-e / Swissgrid)

Für freiwillige Gebote des Pumpspeicherkraftwerks bedeutet die Reduzierung des Maximalpreises, dass es weniger Stellen in der Gebotskurve gibt, in denen Angebote noch wirtschaftlich platziert werden können. Hierdurch könnte daher maximal die in Abbildung 29 dargestellte Menge an Geboten wegfallen, etwa 150 MW, je nach jeweiliger Höhe der Opportunitätskosten für die Gebotseinstellung. Wie jedoch bereits analysiert, sind freiwillige Gebote vor allem im Bereich niedriger Kosten und hoher Abrufwahrscheinlichkeiten sinnvoll, also im linken Teil der Gebotskurve. Daher ist zu erwarten, dass der Verlust an freiwilligen Geboten aus dieser Anlagenklasse deutlich unterhalb den genannten maximalen 150 MW liegen wird.

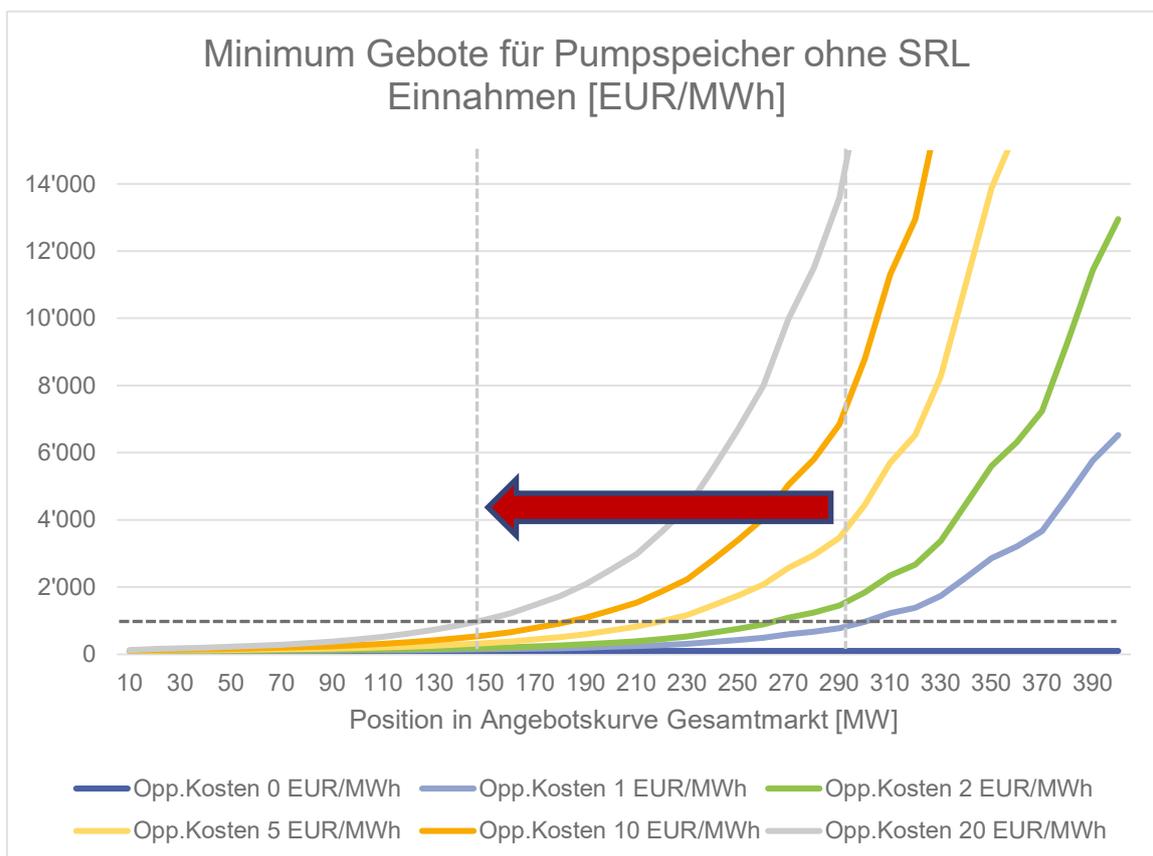


Abbildung 29: Kostenstruktur und damit minimale freiwillige Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Opportunitätskosten.

Für Anbieter mit Auswirkungen von Leistungspreisen im Netztarif sieht die Situation anders aus, falls eine Strategie mit möglichst wenig Abrufen genutzt wird. Die hohen auftretenden Netzentgelte ab einem einzelnen Abruf pro Monat können aktuell zu einem grossen Teil gedeckt werden, wenn die Einnahmen bei 15'000 EUR/MWh liegen. Die Kostenstruktur ist schematisch in Abbildung 30 gezeigt.

Mit einem Cap von 1'000 EUR/MWh müssten damit für die gleichen Einnahmen 15mal mehr Abrufe in einem Monat erfolgen. Dies betrifft jedoch nur SRE- Gebote, da diese zu höherem Netzbezug führen können. Da auch heute schon die 15'000 EUR/MWh bei einzelnen 15 Minuten Abrufen pro Monat nicht ausreichend sein können (da die Leistungstarife höher liegen können), ist davon auszugehen, dass solche Anbieter keine freiwilligen Gebote abgeben, sondern nur verpflichtende Gebote in Verbindung mit SRL Prämien. Die Kostenstruktur ändert sich bei Abrufen dadurch jedoch nicht stark, da die potentiell höheren Leistungspreise weiterhin nur bei tatsächlichen Abrufen anfallen. Sollte ein Anbieter jedoch eine Strategie mit häufigen Abrufen verfolgen, so wären bis zu 140 MW Gebote, wie in Abbildung 30 gezeigt (analog zur Analyse der freiwilligen Pumpspeichergebote), gefährdet. Jedoch wäre auch hier davon auszugehen, dass der tatsächliche Rückgang der Gebote deutlich geringer ausfallen würde und auch nur, falls solche Gebote aktuell überhaupt existieren.

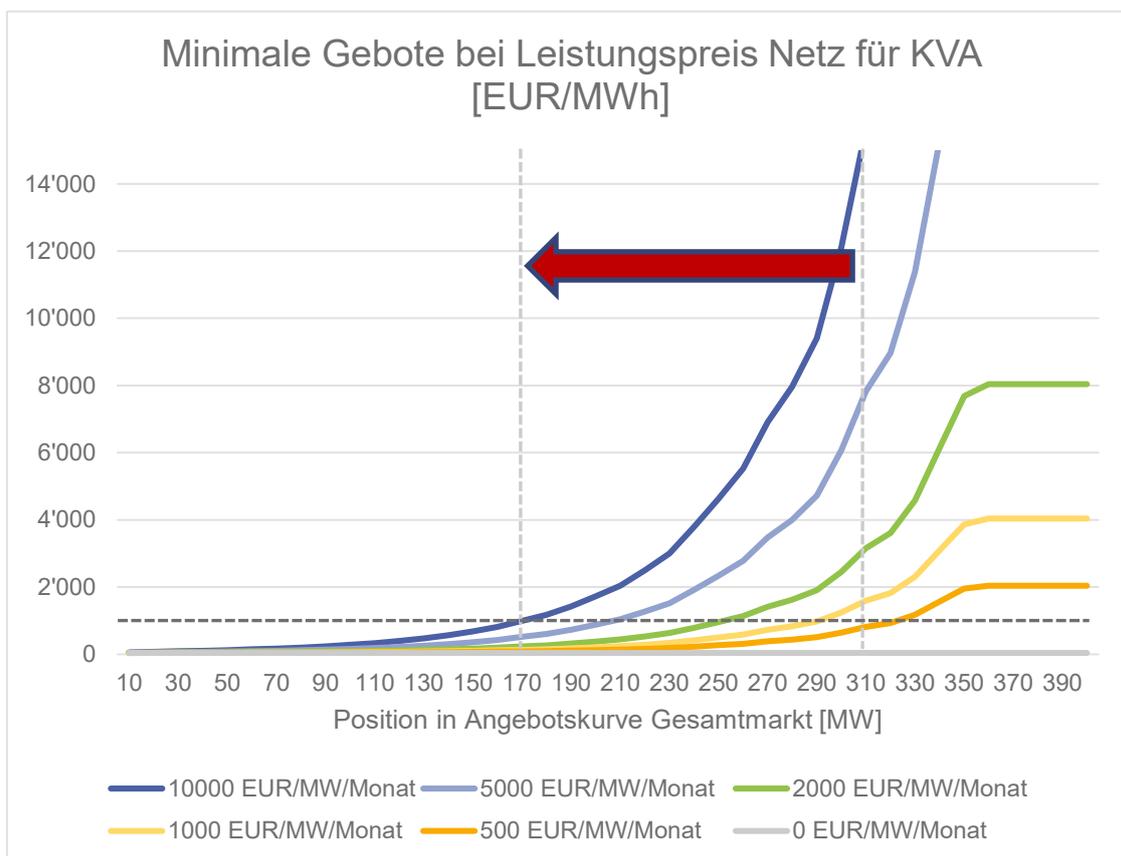


Abbildung 30: Kostenstruktur und damit minimale verpflichtende Gebote eines Verbrauchers nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Leistungspreise in Netztarifen. Es sind monatliche Durchschnittswerte. Bei mehreren Abrufen pro Monat werden Leistungspreise in Rechnung auf alle Abrufe verteilt. In Realität fällt der gesamte Leistungspreis nach erstmaliger Aktivierung im Monat an.

#### 4.2 Anzahl Leistungsgebote und Marktteilnehmer

Ein Cap auf SRE Preise könnte Auswirkungen auf die Preisbildung bei den Leistungsauktionen haben, falls reduzierte Einnahmen aus SRE die Wirtschaftlichkeit der Teilnahme an SRL Auktionen gefährden. Einzelne Anbieter könnten daher höhere SRL Gebote abgeben oder sich aus dem Markt zurückziehen. In diesem Abschnitt werden die potentiellen Auswirkungen abgeschätzt und bewertet.

##### 4.2.1 Präqualifizierte Leistung

Anbieter, die am Markt für Systemdienstleistungen teilnehmen wollen, müssen eine Präqualifikation durchlaufen. Die aktuell präqualifizierte Leistung ist in Abbildung 31 aufgeschlüsselt nach Technologie dargestellt. Die theoretisch dem SRL Markt zur Verfügung stehende Leistung ist viel grösser, als die benötigte Menge von etwa 400 MW. Jedoch gibt es einen starken Überlapp bei den einzelnen Regelenergietypen für viele Anlagen, so dass diese immer nur in einem Markt Leistung anbieten können, so dass das effektiv für SRL verfügbare Marktvolumen deutlich kleiner ist. Dies bedeutet auch, dass es zusätzlich einen Wettbewerb zwischen den einzelnen Regelenergietypen gibt. Sollten sich einzelne Anbieter aus dem SRE Markt zurückziehen, können sie stattdessen dann am TRE Markt teilnehmen. Der TRE Markt ist jedoch in der Grösse auch stark beschränkt, so dass wiederum die Vermarktung im Spotmarkt die effektive Alternative darstellt.

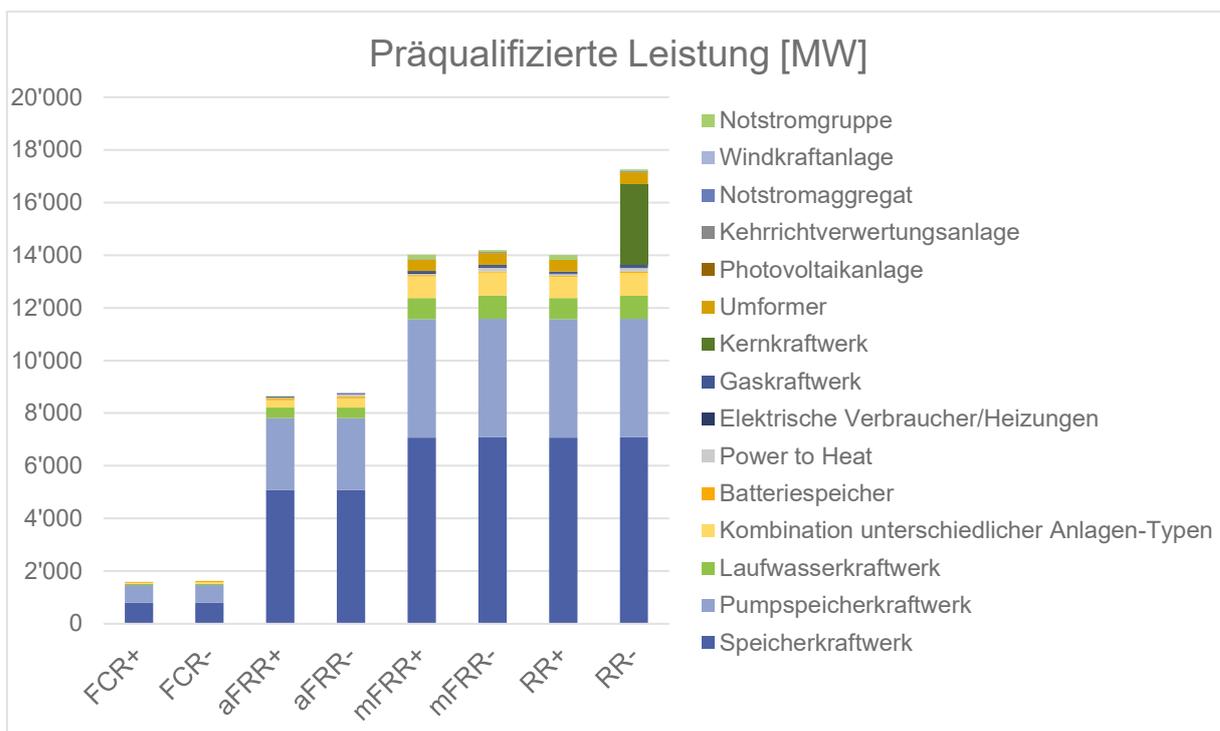


Abbildung 31: Präqualifizierte Leistung nach Anlagen- und Regelenenergietyp. FCR: Primärregelleistung (PRL), aFRR: Sekundärregelleistung (SRL), mFRR: Tertiärregelleistung (TRL), RR: Restoration Reserve. (Quelle: Swissgrid, Stand 6.11.24)

#### 4.2.2 Leistungspreissensitive Marktteilnehmer

Wie beschrieben sind jene SRE- Anbieter, die bei Abruf einen zusätzlichen Leistungspreis im Netztarif zahlen müssen, durch den Einnahmeverlust potentiell am stärksten von der Einführung eines Caps betroffen. Um die Einnahmeverluste zu kompensieren und die Kosten zu decken, müssten diese Anbieter daher möglicherweise höhere Gebote in SRL- Auktionen abgeben. Dies könnte daher zu höheren Kosten für SRL- führen und dazu, dass diese Anbieter teilweise aus dem SRL- Markt verdrängt werden. Um die gefährdete Leistung abzuschätzen, wurde auf Basis der präqualifizierten Leistung der potentiell betroffenen Anlagentypen eine Analyse erstellt, die in Tabelle 2 zu finden ist. Auch hier wiederum bedeutet dies nicht, dass die abgeschätzten 131 MW aktuell am SRL Markt teilnehmen. Des Weiteren betrifft dies nur SRL- Gebote.

Anlagenklasse	MW	Beurteilung	Gefährdet MW
Elektrische Verbraucher/ Heizungen	36	Anlagen teilweise zu Kraftwerken gehörend (22MW), bei anderen aus Anlagennamen nicht ersichtlich. Könnten ebenfalls Kraftwerke sein oder Kleinverbraucher ohne Leistungspreise. Annahme: 50% von 14 MW.	7
Batteriespeicher	60	Stand-Alone Batterien zahlen keine Netznutzungsentgelte. 1.6 MW sind ein Pool, davon ist wahrscheinlich nur ein kleiner Teil für SRE reserviert und betroffen. Annahme: 0.5 MW	0.5
Power-to-Heat	105	Ein KVA-Pool. Es ist unklar, ob 105 MW die Power-to-Heat Menge oder Gesamtleistung mit KVA ist. Annahme: 50%	52.5

Kombination unterschiedlicher Anlagen-Typen	353	Von Anlagennamen unklar, was dahintersteht. Teilweise sind damit Pools und KVA gemeint, die jedoch nicht SRE-präqualifiziert sind. Annahme: 20%	70.6
<b>Summe</b>		Als gefährdet anzunehmen, wobei unklar ist, ob diese Leistung bisher regelmässig angeboten wurde und auch SRL- Zuschläge erhalten hat.	<b>131</b>

Tabelle 2: Abschätzung der gefährdeten SRL- Leistung nach Anlagentyp

### 4.2.3 Marktteilnehmer mit regulatorisch begrenzter Jahresproduktion

Viele Notstromaggregate dürfen eine maximale Betriebsdauer von 50 Stunden im Jahr nicht überschreiten, da sie Auflagen für einen Dauerbetrieb nicht erfüllen (Emissionsvorschriften). Diese Anbieter bieten häufig sehr hohe Preise, um entsprechend wenig abgerufen zu werden, da dieses Limit sonst erreicht werden könnte. Mit einer Reduktion des Caps auf 1'000 EUR/MWh könnte es daher wahrscheinlicher werden, dass auch bei Geboten am Marktlimit die Betriebsdauer von 50 Stunden pro Jahr überschritten werden könnte.

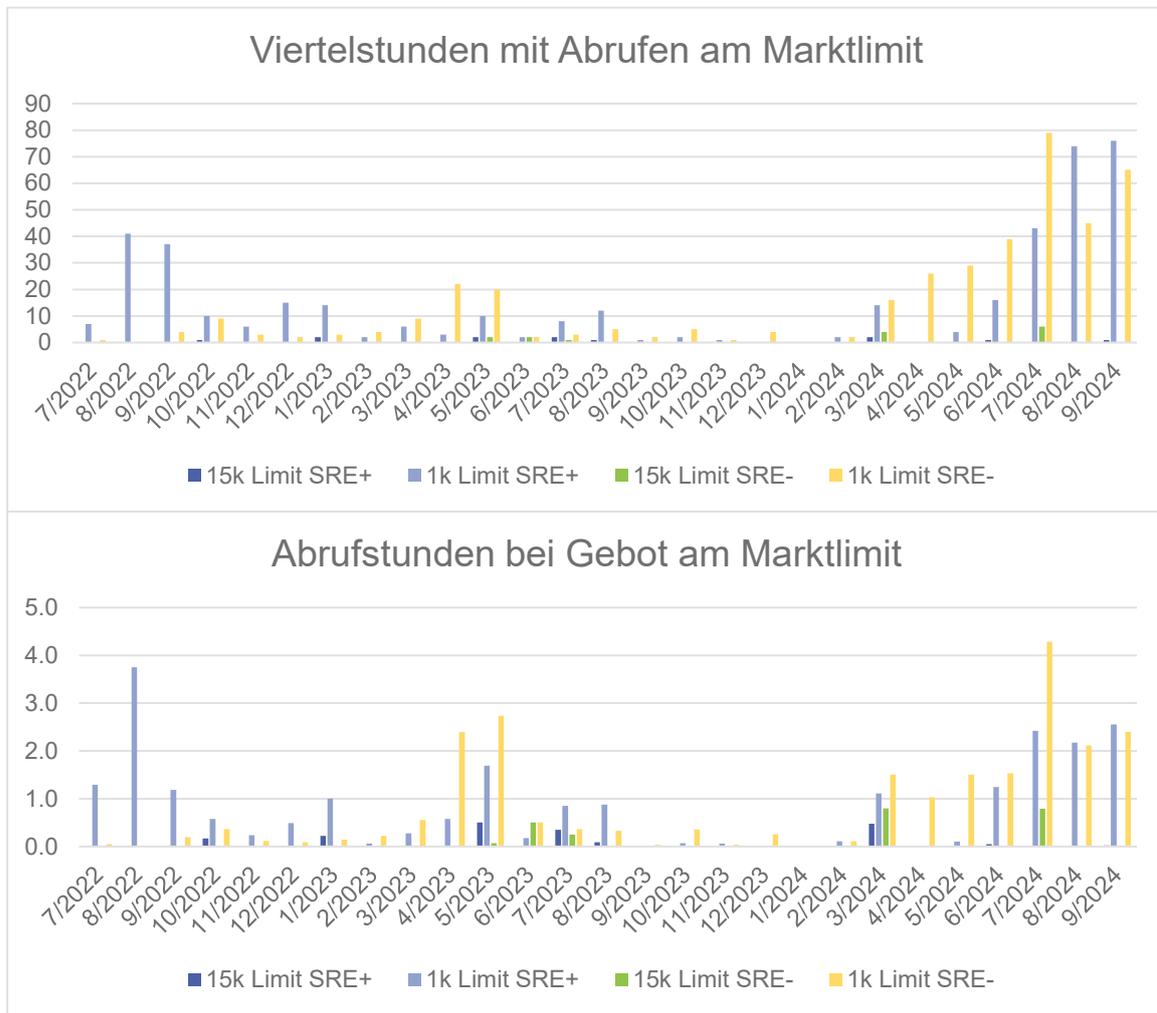


Abbildung 32: Stunden mit Abrufen am Marktlimit für historische Preise (15'000 EUR/MWh, «15k Limit») und hypothetischen Cap bei 1000 EUR/MWh («1k Limit»). Darunter entsprechende Abrufstunden für Anbieter, die immer das Marktlimit bieten. (Datenquelle: Entso-e/Swissgrid)

Um dies zu untersuchen, wurde für die gesamten historischen Daten je Monat die Anzahl der Viertelstunden mit Abrufen zum Marktlimit bestimmt, was in Abbildung 33 in der oberen Grafik dargestellt ist. Die gleiche Rechnung wurde erneut durchgeführt mit einem hypothetischen Cap von 1'000

EUR/MWh, bei dem alle höheren historischen Gebote auf 1'000 EUR/MWh reduziert wurden. Der Vergleich zeigt deutlich höhere Abrufe am Marktlimit von bis zu 80 Viertelstunden pro Monat, also etwa 20 Stunden/Monat. Dies bedeutet jedoch nicht, dass ein Notstromaggregat auch tatsächlich 20 Stunden in diesem Monat abgerufen worden wäre. Da die Anzahl der Gebote zum Marktlimit meist deutlich grösser ist als die abgerufene Leistung zum Marktlimit, wird also jeweils nur ein Teil der Gebote am Marktlimit abgerufen. Für das Limit von 1'000 EUR/MWh ist diese Abrufwahrscheinlichkeit deutlich geringer, da die Anzahl der Gebote zu diesem Preis in der Rechnung viel grösser ist. Wird diese Abrufwahrscheinlichkeit mit einbezogen, ergeben sich die in der unteren Grafik dargestellten Abrufstunden für eine Anlage, die immer am Marktlimit bietet. Die Abrufe liegen fast immer unter 4 Stunden pro Monat, so dass die auf Basis der historischen Gebote erwartbaren Gesamtabrufe deutlich unter 50 Stunden pro Jahr liegen (Letzte 12 Monate: 10 Stunden für SRE+, 15 Stunden für SRE-). Damit ist kein Einfluss auf den Einsatz der Notstromaggregate am Regelleistungsmarkt auf Grund des 50 Stunden Limits zu erwarten.

#### 4.3 Abwanderung zu TRE/TRL Markt

Sollten diese Anbieter den SRE/SRL Markt verlassen, würde dies die Liquidität im Bereich SRL reduzieren. Es könnte jedoch auch bedeuten, dass diese Anbieter in den TRL Markt wechseln und damit dort die Liquidität erhöhen. Die Gesamtmenge der für alle Systemdienstleistungen verfügbaren Leistung wäre durch Abwanderungen zum TRE/TRL Markt also nicht beeinträchtigt.

#### 4.4 Systemdestabilisierende Arbitragegeschäfte

Die Preise für Ausgleichsenergie hängen in der Schweiz vom Day-Ahead, SRE- und TRE-Aktivierungspreisen ab, nicht jedoch von Intra-Day Preisen. Durch einen generellen Cap auf den SRE Preis könnte also eine Situation entstehen, in der Ausgleichsenergie günstiger als ein Einkauf am Intra-Day Markt sein könnte, welcher ein Preislimit von 9'999 EUR/MWh aufweist. Dies könnte wiederum zu einer Instabilität führen, wenn ein Marktteilnehmer Energie, die er nicht produzieren kann, am Intra-Day Markt teurer verkauft, als er für die entstehende Ausgleichsenergie bezahlen müsste. Es sprechen jedoch mehrere Faktoren dagegen:

- Zunächst einmal ist es Bilanzgruppen nicht erlaubt, absichtlich mit einer Unausgeglichenheit in die Lieferung zu gehen.
- Trotz des niedrigeren Maximalpreises in SRE sind 15'000 EUR/MWh Ausgleichsenergiepreise weiterhin durch TRE möglich. Wenn ausserdem ein Cap im SRE Markt nur für verpflichtende Gebote gilt, so können auch SRE Preise weiterhin 15'000 EUR/MWh erreichen. Für die kontrahierten SRL Mengen wären hingegen weiterhin Preise unter 1'000 EUR/MWh garantiert.
- Der Intraday-Preisindex ID1 ist für die Schweiz seit Anfang 2022 noch nie über 1'000 EUR/MWh gestiegen. Falls dies zukünftig geschehen sollte, wäre es für einen Anbieter von freiwilligen SRE Geboten attraktiver, statt des SRE Gebotes die Energie im Intra-Day Markt anzubieten. Diese würde höchstwahrscheinlich die Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen und damit die nötigen Abrufmengen von SRE reduzieren und somit systemstabilisierend wirken. Sollte der Preislevel des Spotmarktes nachhaltig über den Cap steigen, so sollte der Cap angepasst werden, um den Abrufkosten der SRE in ungefährender Höhe des Spotmarktpreises gerecht zu werden.
- Die genannten Arbitragegeschäfte sind prinzipiell auch heute schon durch grenzüberschreitenden Handel möglich. Wenn der erwartete Ausgleichsenergiepreis im Ausland höher liegt und Grenzkapazitäten im Intra-Day Handel frei sind, könnte ein Marktteilnehmer durch Exporte bzw. Importe versuchen, die Ausgleichsenergiemengen im Ausland zu reduzieren, indem er sie in der Schweiz erhöht, sozusagen «Ausgleichsenergie importieren». Ein gezieltes Monitoring der Marktaktivitäten ist sinnvoll, um solche Aktivitäten zu entdecken und zu verhindern.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mehrere Faktoren gegen ein solches destabilisierendes Szenario durch die Einführung eines Cap sprechen.

#### 4.5 SRL Preisrisiken

Wie in den vorhergehenden Abschnitten behandelt, könnte es durch die Einführung eines Cap zu einem Abfluss von Liquidität im SRL Markt kommen, was jedoch von nachrückenden Marktteilnehmern kompensiert werden könnte. Nur falls sich Anbieter aus allen Systemdienstleistungsmärkten zurückziehen würden, wäre ein nachhaltiger Effekt erwartbar.

Insgesamt ist die potentiell aus dem gesamten SDL Markt austretende Angebotsmenge damit sehr klein im Vergleich zu der gesamthaft präqualifizierten Kraftwerksleistung, so dass daraus nur ein kleiner Effekt auf die Leistungspreise zu erwarten ist. Für SRL Anbieter mit Effekten der Leistungstarife im Netzanschluss könnten die Gebotshöhen wie weiter oben beschrieben steigen, um die Abrufkosten, welche durch die Leistungspreise über dem Cap liegen können, decken zu können. Abseits davon könnten andere Anbieter versuchen, ihre durch den Cap reduzierten Einnahmen durch höhere SRL Einnahmen zu kompensieren. Hier hängt es von einem funktionierenden Markt mit ausreichend Liquidität ab, ob sich daraus ein Preiseffekt ergibt. Aktuell ist die Höhe der SRL Preise jedoch unauffällig, so dass von keinem grossen Preissprung durch die Einführung eines Cap ausgegangen wird.

#### 4.6 Reduzierte Investitionsanreize in Flexibilitäten

Durch den Cap und die damit einhergehend sinkenden Einnahmemöglichkeiten am SRE Markt könnte die Gefahr bestehen, dass Investitionen in neue Anlagen, welche am SRE Markt teilnehmen und so dessen Liquidität erhöhen können, zurückgehen. Zur Bewertung dieses Risikos sind zwei Hauptfragen entscheidend: Setzen Investitionsrechnungen etwa für Anlagen wie z.B. Batteriespeicher die aktuell sehr hohen SRE Preise über die Betriebsdauer der Anlage für einen positiven Kapitalwert voraus? Und ist die Einführung eines zeitlich beschränkten Cap für Investitionsabsichten in neue Anlagen überhaupt von Bedeutung?

In der Praxis ist nicht davon auszugehen, dass Investitionsrechnungen für solche Anlagen derart einseitig auf potenzielle SRE-Marktpreise abstellen, und vor allem nicht auf die aktuell ausserordentlich hohen SRE-Preise. Investoren müssen damit rechnen, dass dieses Preisniveau nicht nachhaltig ist, entsprechend würden die ausserordentlichen Preise auch nicht in dieser Höhe in der Investitionsrechnung berücksichtigt.

Ausserdem wären die Realisationszeit und die Lebensdauer von neu geplanten Anlagen so lang, dass sie von einem befristeten Cap kaum betroffen wären. Durch eine zeitliche Begrenzung des Cap, etwa auf einen Zeitraum von einem Jahr, wäre der Cap nicht mehr für Anlagen relevant, deren Investitionsentscheide aktuell getroffen werden. Für Projekte, die wiederum jetzt in Bau und vom Cap betroffen sind, ist der Investitionsentscheid schon vor dem starken Anstieg der Preise gefallen, so dass das aktuelle Preisniveau dort keine Rolle gespielt haben kann. Ein zeitlich begrenzter Cap ermöglicht es, während seiner Gültigkeit andere Massnahmen, die den Markt nachhaltig stabilisieren, durchzuführen, so dass danach die Kosten auch ohne Cap nicht wieder ansteigen.

Die beschriebenen Kosten durch Leistungskomponenten der Netztarife, durch welche die grössten negativen Effekte eines Cap entstehen, stellen hingegen eine Hürde für die stärkere Nutzung von Flexibilitäten in der Nachfrage dar. Es erscheint paradox, dass hier für Beiträge zur Netzstabilisierung dem Anbieter sprunghaft höhere Netzkosten auf seinem Gesamtverbrauch entstehen, was ein effizientes Angebot von SRE- hemmt. Dabei ist aber auch darauf hinzuweisen, dass dieses Problem grundsätzlich auch ohne Preis-Cap besteht, da potenzielle Anbieter von SRE- aufgrund des möglichen Netzkostensprungs bereits heute nach Möglichkeit einen Abruf vermeiden möchten, indem sie für das SRE- Angebot einen Maximalpreis bieten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies höchst ineffizient, zumal die beim Anbieter effektiv anfallenden Kosten bei Abruf weit geringer sind und daher ein (günstigeres) Angebot für SRE- effizient und auf dem SRE-Markt wettbewerbsfördernd wäre. Zudem entstehen grundsätzlich keine realen zusätzlichen Kosten im Netz, da diese Kosten fix sind, einzig die

Kostenverteilung ist tangiert. Eine Anpassung der entsprechenden Rahmenbedingungen mit dem Ziel des Abbaus einer Markteintrittsbarriere für nachfrageseitige Massnahmen für ein SRE- Angebot dürfte daher sinnvoll sein – unabhängig von der Existenz eines Preis-Cap.

### 4.7 SRE Kosten

Der Hauptzweck eines Cap besteht darin, die Kosten für SRE zu senken. Anhand der historischen Abrufe und Gebote wurde eine Simulation der Auswirkungen des Caps auf die Kosten erstellt, welche in Abbildung 34 dargestellt ist. Es wurden dabei die Kosteneffekte für SRE+ und SRE- für verschiedene Höhen des Cap unter der Annahme berechnet, dass sich das Bieterverhalten nicht ändert. Es lässt sich erkennen, dass ein Cap von 10'000 EUR/MWh nur eine geringe Wirkung hätte, und auch bei 3'000 EUR/MWh wäre der Effekt noch sehr begrenzt. Mit einem Cap von 1'000 EUR/MWh wären in den ersten 9 Monaten von 2024 Einsparungen von 24% für SRE+ und 43% für SRE- einhergegangen. Auch wenn sich das Bieterverhalten durch den Cap ändern sollte, so ist nicht davon auszugehen, dass dies einen Grossteil der Einsparungen kompensieren wird, da die grundlegenden Optimierungsmöglichkeiten unterhalb des Marktlimits die gleichen bleiben.

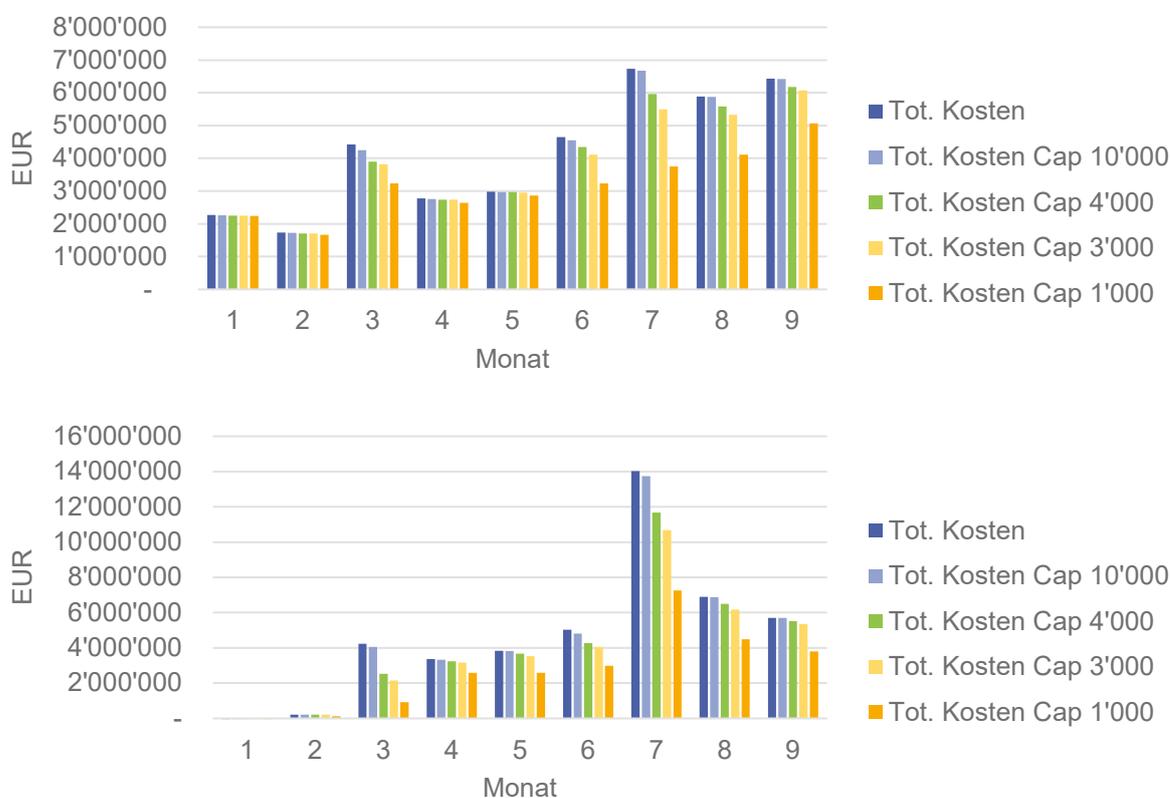


Abbildung 33: Gesamte monatliche Kosten in 2024 für SRE+ (oben) und SRE- (unten) für verschiedene Höhen des Cap. (Datenbasis: Swissgrid)

## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die bisherigen Auswertungen zeigen, dass die SRE-Preise besonders ab Frühjahr/Sommer 2024 auf aussergewöhnlich hohem Niveau liegen. Gestützt auf die durchgeführten Analysen zeigt sich, dass sich diese Preisentwicklungen nicht fundamental erklären lassen. Es muss daher angenommen werden, dass der Marktmechanismus bei SRE nur unvollständig funktioniert und sich bei der SRE-Beschaffung auch keine marktorientierten Ergebnisse ergeben. Ein hinsichtlich Wirkung und potentieller negativer Effekte austarierter Cap, der zwischen verpflichtenden und freiwilligen Geboten differenziert und befristet ist, ist damit eine kurzfristig erforderliche, geeignete und verhältnismässige Massnahme zur Korrektur.

Neben einer solchen kurzfristigen Massnahme ist es wichtig, mögliche Mitursachen für die hohen SRE-Preise bzw. hohen Ausgleichsenergiekosten zu adressieren. Diesbezüglich sollte ein besonderes Augenmerk auf folgende Bereiche gelegt werden:

- Verbesserung des Ausgleichs der Regelzonen, unter anderem durch Verbesserung der Daten- und Prognosequalität, durch Präzisierung oder Anpassung der Prozesse für das Bilanzmanagement oder durch Verbesserung der Anreizmechanismen, zum Beispiel durch Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreismechanismus.
- Verbesserung der Effizienz und Liquidität des SRE-Markts, etwa durch vereinfachte Teilnahmebedingungen und geeignete Ausschreibeverfahren. Zudem sollte geprüft werden, ob und wie der rechtliche Rahmen angepasst werden kann, dass durch die Erbringung von Systemdienstleistungen keine Netzentgelterhöhung resultiert, welche sich als Markteintrittsschranke für SDV auswirkt.

Unterstützend sollten die Gründe für den nicht vollständig funktionierenden SRE Markt weitergehend untersucht werden, um eventuell noch weitere notwendig Massnahmen abzuleiten und sicherzustellen, dass die bereits zusätzlich getroffenen Massnahmen eine optimale Wirkung erzielen. Hierfür sollte neben konkreten Analysen ein kontinuierliches SDL Monitoring durchgeführt werden.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der SRE-Gebotsmengen. Etwa 400 MW sind jeweils durch SRL garantierte, verpflichtende Gebote. Quelle: Entso-e Transparency.....	10
Abbildung 2: Entwicklung der mittleren SRE-Abrufmengen. Im Juli 2024 kam es zu deutlich höheren SRE- Abrufen als in den Sommern der Vorjahre. Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz ...	10
Abbildung 3: Mittlere Abrufe von SRE+ und SRE- im Tagesverlauf. Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz, Daten bis 9/2024 .....	11
Abbildung 4: Abrufwahrscheinlichkeiten nach Position in Angebotskurve für SRE+ und SRE- sowie ein einfaches Modell mit einer Cauchy Verteilung. Aufteilung in 10MW-Blöcke auf X-Achse, Logarithmische Darstellung in Y-Achse. Quelle: Swissgrid Energieübersicht Schweiz 01/2022-09/2024 .....	12
Abbildung 5: Entwicklung der SRL Preise seit 2022. Quelle: Swissgrid .....	14
Abbildung 6: SRL Kosten im Jahresverlauf. Auktionen bis 10/2024 berücksichtigt. Quelle: Swissgrid.	14
Abbildung 7: SRL+ Kosten Wochenausschreibungen .....	15
Abbildung 8: SRL- Kosten Wochenausschreibungen .....	15
Abbildung 9: Angebote und Zuschläge für SRL. Die Einbrüche unter 400 MW Zuschläge sind auf fehlende Daten zurückzuführen. Quelle: Swissgrid .....	16
Abbildung 10: Angebotsvolumen für SRE im Vergleich Q3/2024 und Gesamtzeitraum Q3/22 bis Q3/24. Quelle: Entso-e .....	17
Abbildung 12: Mittlere SRE Gebotsstufen im Tagesverlauf in Q3/2024 und Gesamtjahr Q4/23 bis Q3/24. Preislevel des Spotmarkts zum Vergleich dargestellt. Quelle: Entso-e .....	18
Abbildung 13: Mittlere SRE- Gebotsstufen im Tagesverlauf in Q3/2024 und Gesamtjahr Q4/23 bis Q3/24. Preislevel des Spotmarkts zum Vergleich dargestellt. Quelle: Entso-e .....	19
Abbildung 14: Preislevel an verschiedenen Gebotsstufen für SRE+ und SRE- im Q3 gegenüber Gesamtjahreswerten Q4/23 bis Q3/24 im Tagesverlauf. Zum Vergleich: Entwicklung der Spotpreise. Quelle: Entso-e .....	20
Abbildung 15: Statistische Verteilung der Angebotskurven von SRE+ (Blau) und SRE- (Grün) für Q3/24 und Vorjahresquartal Q3/23. Die einzelnen Linien entsprechen den spezifizierten Quantilen Quelle: Entso-e .....	22
Abbildung 15: Mittlere Preisauflschläge für SRE+ Abrufe mit Vergleich zum alten Beschaffungsregime. Datenbasis: Entso-e.....	23
Abbildung 16: Mittlere Preisauflschläge für SRE- Abrufe mit Vergleich zum alten Beschaffungsregime. Datenbasis: Entso-e.....	23
Abbildung 17: Kostenaufschläge für SRE+ Aktivierungen gegenüber Spotpreis. Datenbasis: Entso-e 24	
Abbildung 18: Kostenaufschläge für SRE- Aktivierungen gegenüber Spotpreis. Datenbasis: Entso-e. 24	
Abbildung 19: Erstellte Beispieleinsatzprofile für Day-Ahead und Bereitschaft für 10% SRE Erbringung sowie zugehöriger Spotpreis für die Woche ab 1.4.2023. Quelle Spotpreise: Entso-e.....	26
Abbildung 20: Preislevels der Day-Ahead Optimierung des generischen Pumpspeichers und zugehörige Spotpreise für 6 Wochen ab 1.4.23. Grün sind die Preislevels für Produktion und orange jene für Pumpen. Quelle Spotpreise: Entso-e .....	26
Abbildung 21: Resultierende SRL Bereitstellungskosten von symmetrischen Wochenprodukten für das modellierte generische Pumpspeicherkraftwerk je Kalenderwoche .....	27
Abbildung 22: Kostenstruktur und damit minimale freiwillige Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Opportunitätskosten bei fixen Abrufkosten von 100 EUR/MWh. Grundlage sind historische Day-Ahead Preise und die in Abbildung 4 ausgewerteten Abrufwahrscheinlichkeiten.....	28
Abbildung 23: Kostenstruktur und damit minimale Preise für verpflichtende Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks: Diese sind unabhängig von der Position in Angebotskurve und nur durch	

die individuellen Abrufkosten bestimmt, liegen im Bereich des Niveaus der Day-Ahead Preise und variieren je nach Wertigkeitserwartung des Wassers.....	29
Abbildung 24: Kostenstruktur und damit minimale verpflichtende Gebote eines Verbrauchers nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Leistungspreise in Netztarifen. Es sind monatliche Durchschnittswerte. Bei mehreren Abrufen pro Monat werden Leistungspreise in Rechnung auf alle Abrufe verteilt. In Realität fällt der gesamte Leistungspreis nach erstmaliger Aktivierung im Monat an. ....	30
Abbildung 25: Vergleich modellierter symmetrischer SRL Opportunitätskosten eines Pumpspeicherkraftwerks mit historischen Zuschlagspreisen für SRL+ und SRL-. Quelle historische Zuschläge: Swissgrid .....	31
Abbildung 26: Mittlere Kosten für freiwillige Gebote des modellierten Pumpspeichers für historische Spotpreisverläufe in den letzten 6 Quartalen (blau) und Vergleich mit den historischen SRE Geboten (grün).....	32
Abbildung 27: Korrelation von modellierten stündlichen Opportunitätskosten mit historischem Volumen freiwilliger Gebote (>400MW Gebotsvolumen). Quelle Gebotsvolumen: Entso-e.....	34
Abbildung 28: Historische Ereignisse mit SRE Abrufen >400 MW seit Anfang 2022. Quellen: Entso-e/Swissgrid.....	36
Abbildung 29: Kostenstruktur und damit minimale freiwillige Gebote eines Pumpspeicherkraftwerks nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Opportunitätskosten.....	37
Abbildung 30: Kostenstruktur und damit minimale verpflichtende Gebote eines Verbrauchers nach Position in Angebotskurve für unterschiedliche Leistungspreise in Netztarifen. Es sind monatliche Durchschnittswerte. Bei mehreren Abrufen pro Monat werden Leistungspreise in Rechnung auf alle Abrufe verteilt. In Realität fällt der gesamte Leistungspreis nach erstmaliger Aktivierung im Monat an. ....	38
Abbildung 31: Präqualifizierte Leistung nach Anlagen- und Regelenergiety. FCR: Primärregelleistung (PRL), aFRR: Sekundärregelleistung (SRL), mFRR: Tertiärregelleistung (TRL), RR: Restoration Reserve. Quelle: Swissgrid, Stand 6.11.24 .....	39
Abbildung 33: Stunden mit Abrufen am Marktlimit für historische Preise (15'000 EUR/MWh, «15k Limit») und hypothetischen Cap bei 1000 EUR/MWh («1k Limit»). Darunter entsprechende Abrufstunden für Anbieter, die immer das Marktlimit bieten. Datenquelle: Entso-e/Swissgrid.....	40
Abbildung 34: Gesamte monatliche Kosten in 2024 für SRE+ (oben) und SRE- (unten) für verschiedene Höhen des Cap. Datenbasis: Swissgrid .....	43

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über Kostenstruktur von SRL und SRE Geboten.....	13
Tabelle 2: Abschätzung der gefährdeten SRL- Leistung nach Anlagentyp .....	40