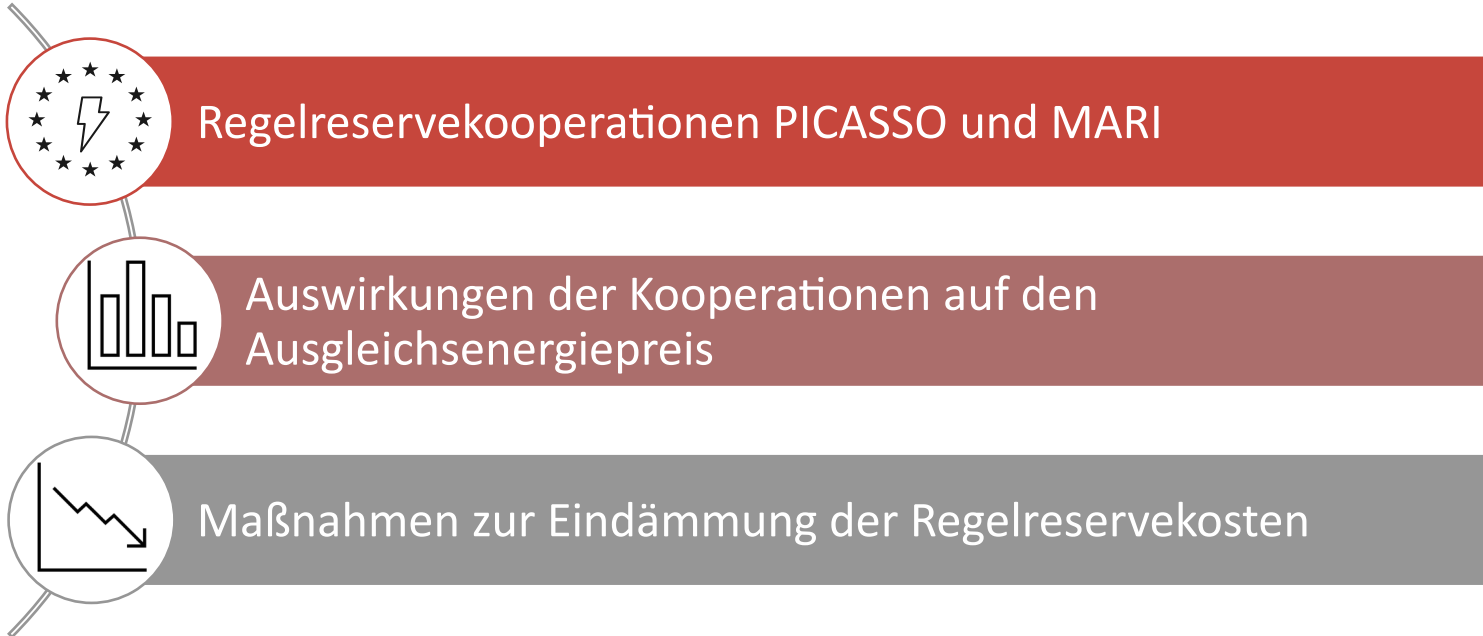




Auswirkungen der Internationalen Kooperationen PICASSO und MARI auf den österreichischen Energiemarkt und die Ausgleichsenergiepreise

Lena Mittermair, Markus Riegler
15. Februar 2024



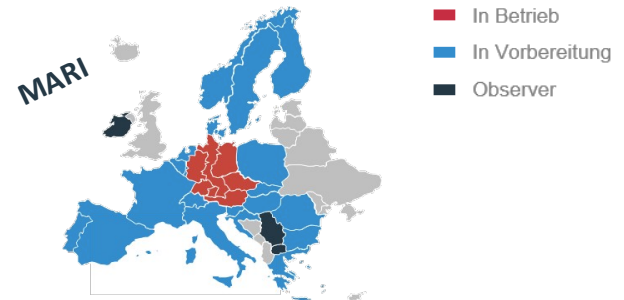
Regelreservekooperationen PICASSO und MARI

PICASSO / MARI



Europ. Plattformen zur grenzüberschreitenden Aktivierung von Sekundär-/Tertiärregelenergie

→ Anforderung laut Art. 20 & 21 Electricity Balancing Guideline (EBGL), Frist: Juli 2022



- In Betrieb
- In Vorbereitung
- Observer

- **1/4h Produkte** im Regelarbeitsmarkt
- **Bid Gate Closure Time t-25 min**
- **Grenzpreisverfahren**
(Marginal Pricing, Vgl. Spotmarkt)

- **mFRR - Weitere Gebotsoptionen** (Teilbarkeit von Geboten, versch. Aktivierungstypen, Komplexe Gebotsverlinkungen)

- Zentrale SRR-Aktivierungsoptimierung im **4s**-Takt (Host: TransnetBW)
- Echtzeitanbindung aller TSO-Netzregler an TransnetBW

- Zentrale TRR-Aktivierungsoptimierung alle **ca. 15s** möglich (Host: Amprion)
- Echtzeitanbindung aller TSO-Netzregler an Amprion

PICASSO
Europ. aFRR-Plattform

22/6/2022

MARI
Europ. mFRR-Plattform

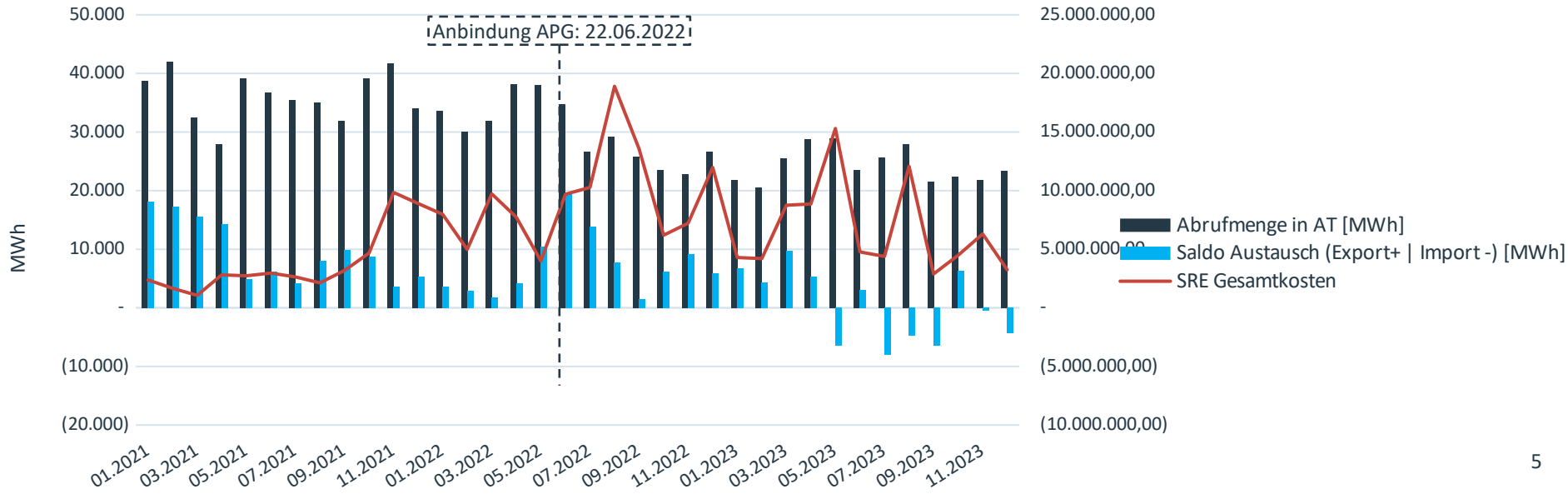
22/6/2023



Zielmodell EBGL

PICASSO – Entwicklungen seit Go-Live

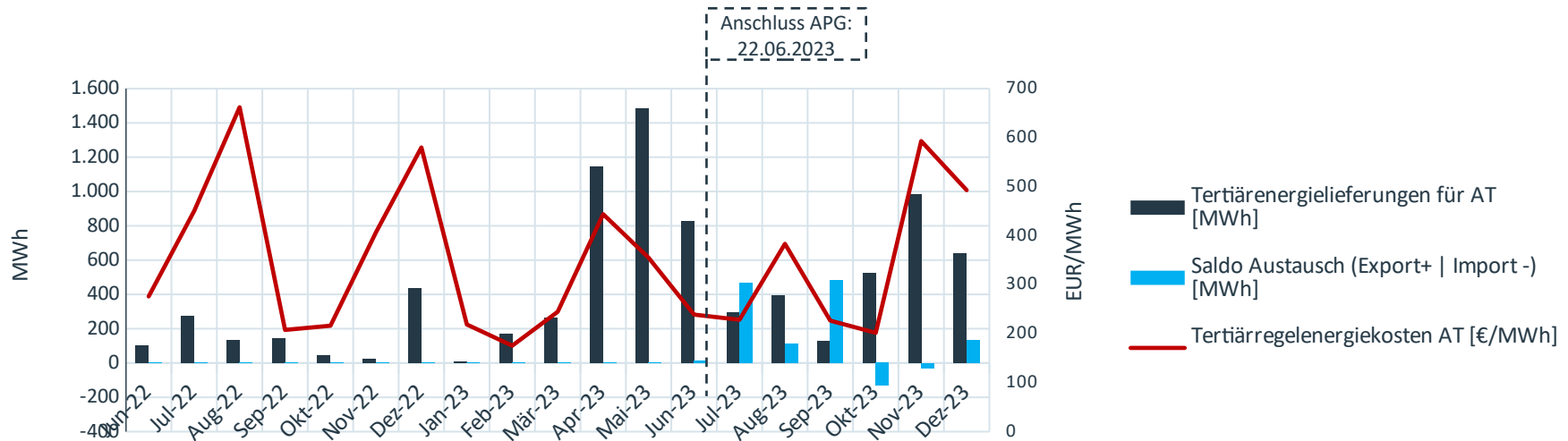
- Abrufmengen in AT für AT sinken seit Go-Live
- Stark schwankende SRE-Kosten sind auf Marginal Pricing und (anfangs auf) allgemeine Preissituation zurückzuführen
- Exportsaldo dreht sich ab Mai 2023 → Anbieter in AT wollen sich optimieren und bieten zu höheren Preisen → vermehrt Import von billigen Geboten



MARI – Entwicklungen seit Go-Live



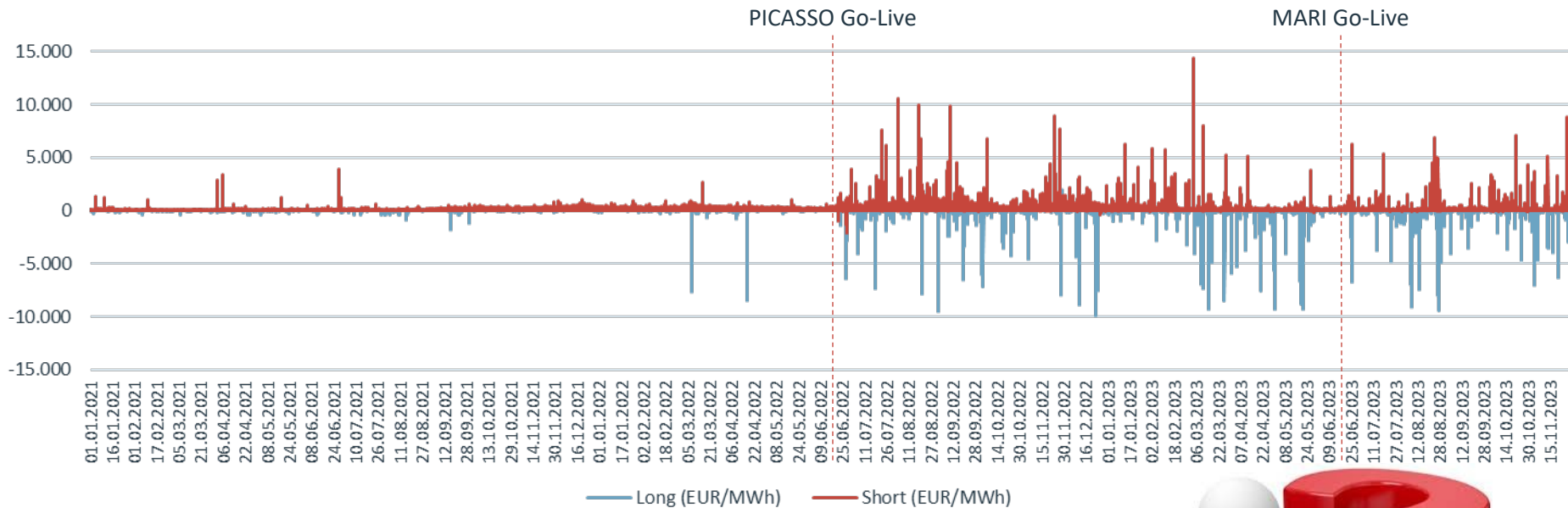
- AT vorwiegend Exporteur
 - In erstem Betriebsquartal deutlich mehr als Eigenbedarf
 - Exportsaldo verringert sich ab Okt. 2023 → Preiserhöhung AT-Anbieter
- Kostenentwicklung: (Noch) keine wesentlichen Effekte erkennbar; jedoch höhere Kosten erwartet, sollte zusätzliche Liquidität (Beitritte 2024) ausbleiben.



Auswirkungen auf den Ausgleichsenergiepreis (AEP)

Entwicklung der AEP

Seit PICASSO kommt es vermehrt zu extremen Spitzen



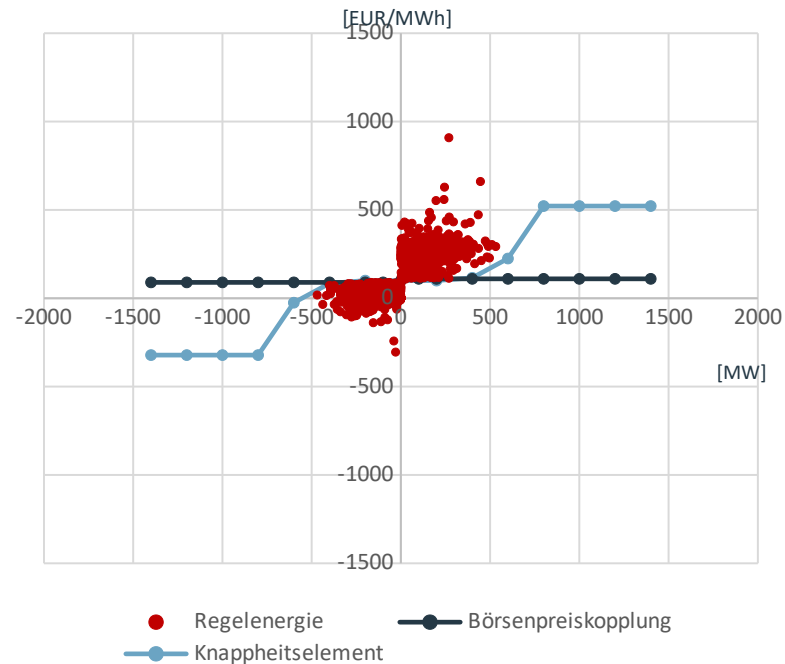
Komponenten der Ausgleichsenergie

Der AEP muss mindestens dem Regelenergiepreis entsprechen

- **Komponente 1: Regelenergiepreis**
 - Mindestpreis für AEP (Vorgabe aus EBGL)
 - Setzt 60-70% der Zeit den AEP

- **Komponente 2: Börsenpreiskopplung**
 - Schafft Vorteilhaftigkeit eines Geschäfts am Intraday-Markt
 - Anreiz für Ausgleich der BG an Börse
 - Setzt 30-40% der Zeit den AEP

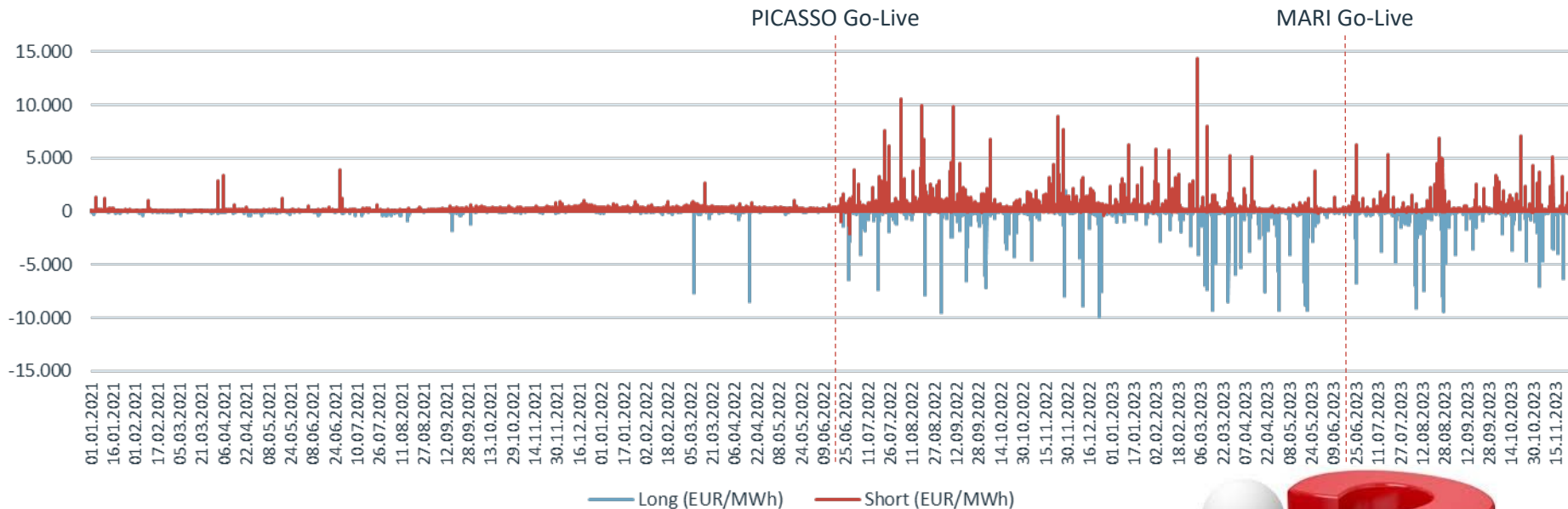
- **Komponente 3: Knappheitselement**
 - Ergänzende Anreizsetzung in kritischen Systemsituationen
 - Setzt < 1% der Zeit den AEP



AEP-Entwicklung seit PICASSO

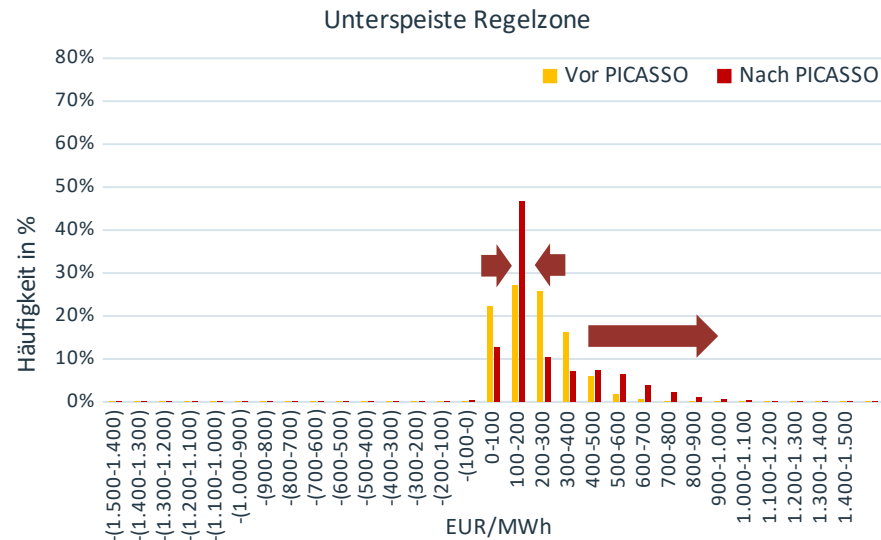
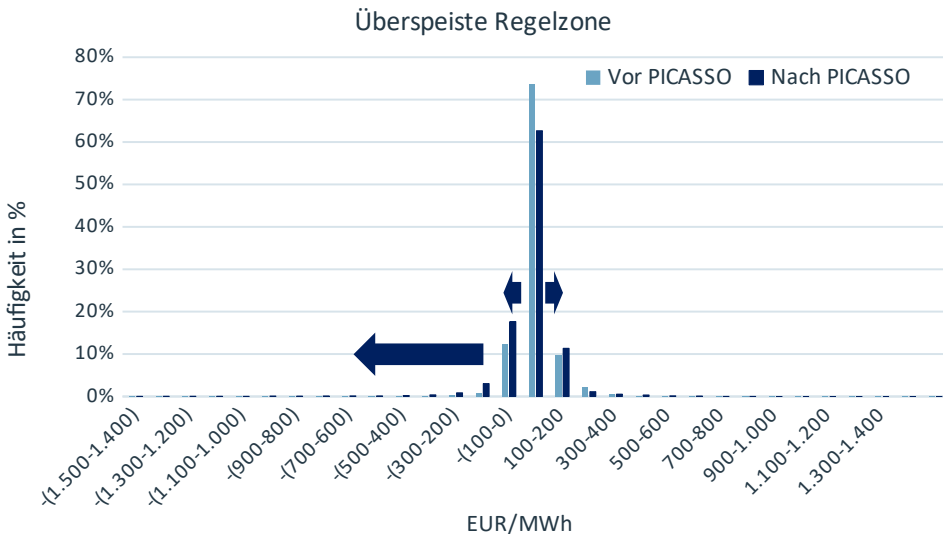
Entwicklung der AEP

Seit PICASSO kommt es vermehrt zu extremen Spitzen



Verteilung der AEP

Die Verteilungskurve ist seit PICASSO weniger spitz



| Nach PICASSO | Long / Überspeist | Short / Unterspeist |
|-----------------------|-------------------|---------------------|
| AEP > 500 EUR/MWh | 1,54% | 15,63% |
| AEP > 1.000 EUR/MWh | 0,98% | 1,57% |
| AEP > 1.500 EUR/MWh | 0,79% | 0,82% |

Verursacher der hohen AEP

Lokale Preissetzung in AT

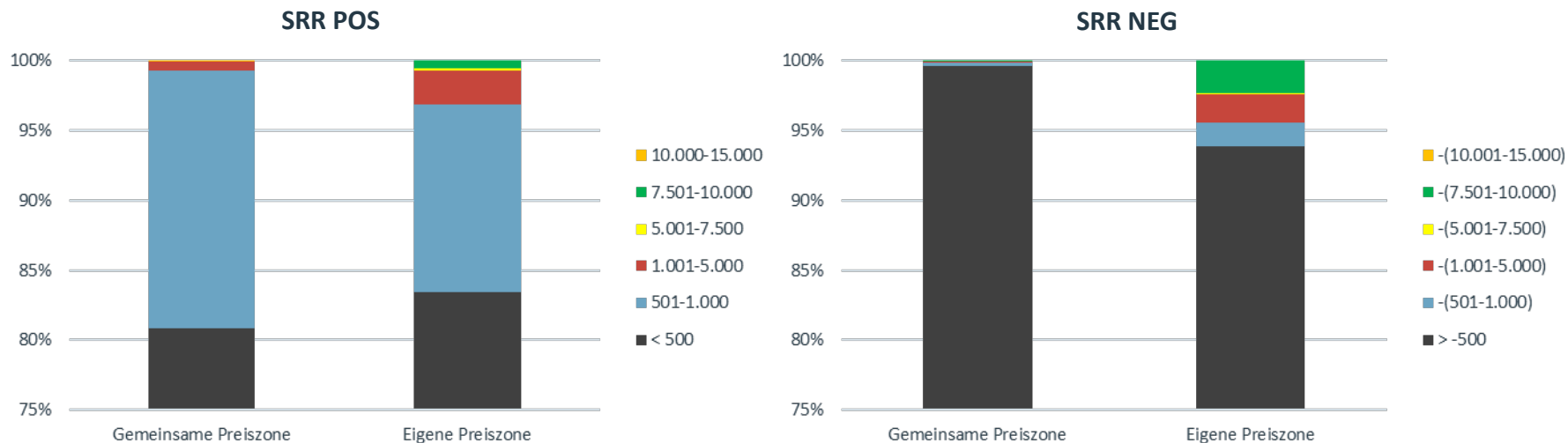
Rückfall auf lokale MOL bei fehlenden Grenzkapazitäten

Preise sind deutlich höher, wenn AT lokale Gebote aktiviert

Gemeinsame Preiszone: AT kann vollständig auf die notwendigen Gebote in der Kooperation zugreifen
 → das höchste Gebot der CMOL bestimmt den Preis

Eigene Preiszone: AT muss gewünschte Menge teilweise lokal aktivieren → höchstes Gebot der Local MOL bestimmt den Preis
 → für APG in 15,6% der Zeit der Fall

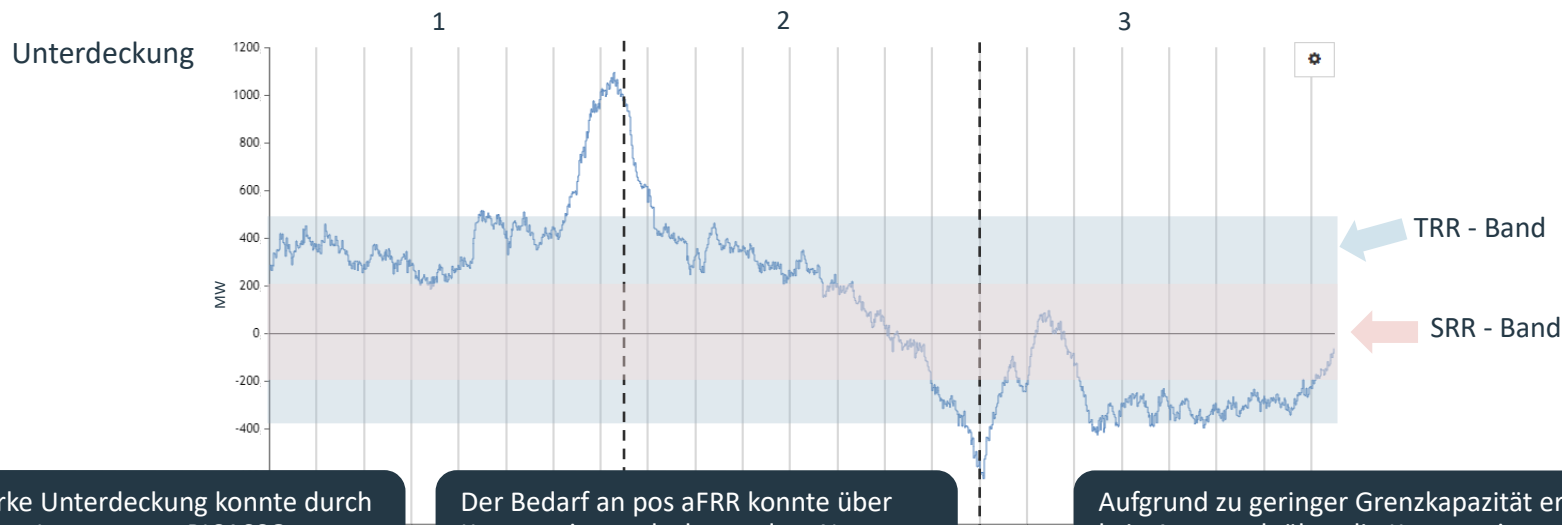
Hohe Regelenergiepreise entstehen am häufigsten, wenn **AT keinen Zugriff auf die CMOL** hat und auf lokale Gebote zurückgreifen muss



Einfluss der verfügbaren Grenzkapazitäten auf den AEP

Auswirkungen der Grenzkapazitäten auf die SRE- und AE-Preise

Ausfall eines Kraftwerkes führte zu einer Unterdeckung im System (Bedarf an pos SRE)



Starke Unterdeckung konnte durch billige Importe aus PICASSO vollständig gedeckt werden.

Der Bedarf an pos aFRR konnte über Kooperation gedeckt werden. Neg aFRR musste lokal aktiviert werden.

Aufgrund zu geringer Grenzkapazität erfolgte kein Austausch über die Kooperation – AT musste Bedarf zur Gänze lokal decken.

| | | | |
|---------------------|---|---|---|
| AEP [€/MWh] | 213,73 | 260,23 | -6.068,82 |
| Ø-SRE Preis [€/MWh] | 120,95 | 101,10 / -511,75 | -5.027,50 |
| TRE-Preis [€/MWh] | - | 347,00 | 304,00 |
| PICASSO Status | Grenzkapazitäten waren ausreichend (1.997 MW) | Grenzkapazitäten waren ausreichend (1.913 MW) | Grenzkapazitäten waren zu gering (8 MW) |

Extremere AEP seit Beitritt TERNA (IT) zu PICASSO



TERNA ruft vermehrt negative aFRR in AT ab und erhöht somit unseren Grenzpreis

- IT hat oft sehr hohen **Bedarf an negativer aFRR**, der die eigene Vorhaltung deutlich übersteigt
- **Hohe Grenzkapazitäten** führen dazu, dass IT die gesamte AT-MOL abrufen kann, ohne an Exportlimits zu stoßen
 - Aktivierung von neg aFRR für IT bedeutet einen Energiefluss von IT nach AT
- **Grenzkapazitäten zwischen AT und DE/CZ** sind in diesen Fällen zusätzlich **zu gering** für den optimalen Austausch
 - Hohe Bedarfe müssen in AT gedeckt werden, da bei geschlossenen Grenzen zu DE/CZ die Energie nicht weiter exportiert werden kann
- Höchstes aktiviertes Gebot gilt für die gesamte Preiszone und als Mindestpreis für AEP in AT



→ AT hat vereinzelt extremen AEP trotz niedriger DRZ im eigenen Land

Conclusio und nächste Schritte

- **PICASSO** bringt uns Vor- und Nachteile:
 - + Profitieren von billigen Importen
 - + Große Bedarfe können durch Zugriff auf Common (Kooperations-) MOL kostengünstig und ohne ungewollten Austausch ausgeglichen werden
 - AT-Anbieter optimieren sich indem sie hohe Preise bieten – bei Rückfall auf die lokale MOL kann es sehr teuer werden
 - IT verteuert die AEP in AT aufgrund ihrer extremen negativen aFRR-Bedarfe
- Fehlende/Zu geringe Grenzkapazitäten zu Deutschland bringen uns teure Marktergebnisse
- Effekte von **MARI** können aufgrund des zu kurzen möglichen Beobachtungszeitraums nicht beurteilt werden

APG Aktivitäten zur Eindämmung von Regelenergiepreisen



- Vermehrte grenzüberschreitende Beschaffung von Regelreserven → Projekt ALPACA



- Verstärkte Anbindung von dezentraler / industrieller Flexibilität an die Regelenergiemärkte → Projekt Stromausgleich Österreich



- Evaluierung von **technischen Möglichkeiten** im Regelreserveprozess (z.B. Verstärkte Nutzung von mFRR, etc.)



- APG ist Teil der **ENTSOE-Taskforce „High Prices“**, die mit den Regulierungsbehörden und ACER an möglichen Maßnahmen zur Eindämmung von extremen Regelenergiepreisen arbeitet.



Lena Mittermair

Expertin Systemausgleich

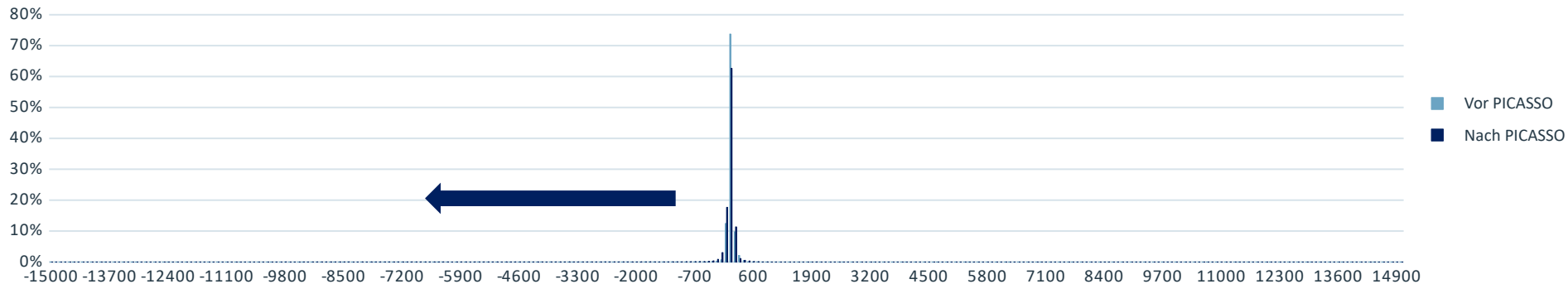
E-Mail: Lena.Mittermair@apg.at



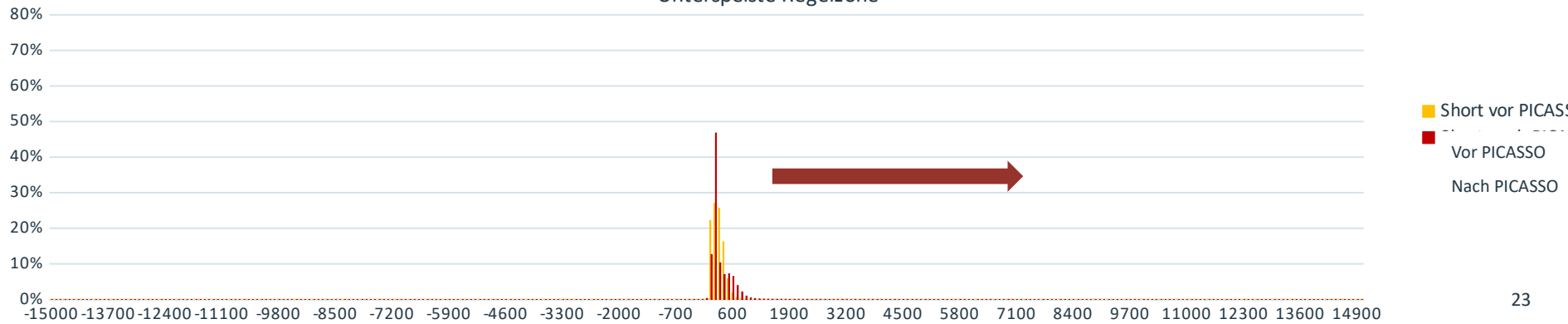
Verteilung der AE-Preise

Es kommt zu vermehrten Ausreißern seit PICASSO

Überspeiste Regelzone



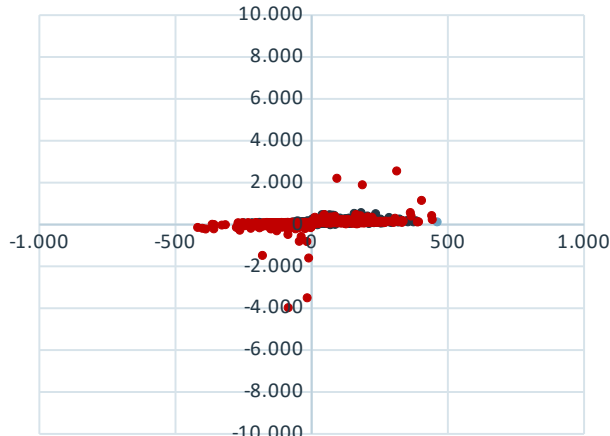
Unterspeiste Regelzone



Aktuelle Verteilung der AEP-Komponenten

AEP wird hauptsächlich durch den Regelenergiepreis gesetzt

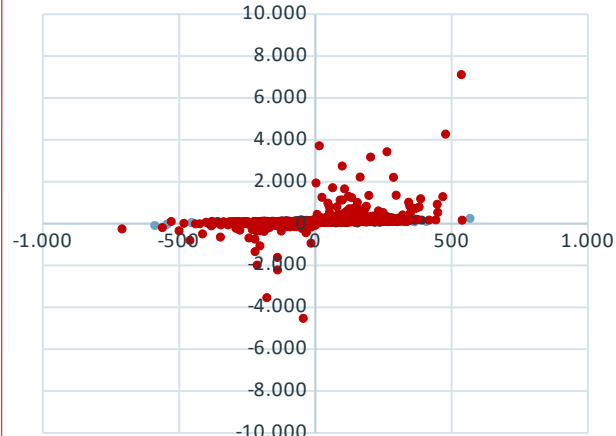
September 2023



● Regelenergie ● Börsenpreiskopplung
● Knappheitsselement

Regelenergie: 04,41 %
Börsenpreiskopplung: 35,24 %
Knappheitsselement: 0,03 %

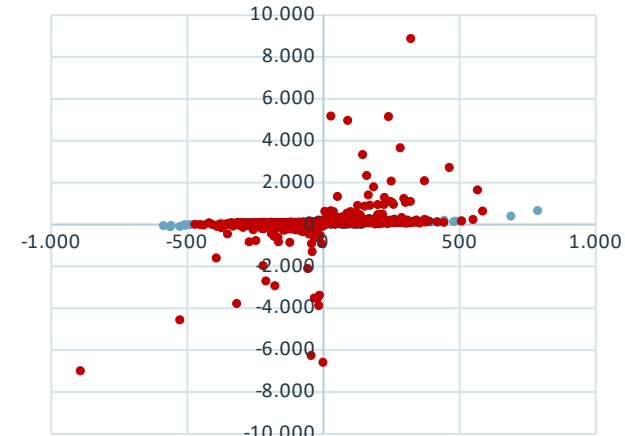
Oktober 2023



● Regelenergie ● Börsenpreiskopplung
● Knappheitsselement

Regelenergie: 11,21 %
Börsenpreiskopplung: 28,06 %
Knappheitsselement: 0,34 %

November 2023



● Regelenergie ● Börsenpreiskopplung
● Knappheitsselement

Regelenergie: 33,33 %
Börsenpreiskopplung: 32,99 %
Knappheitsselement: 0,80 %

→ Hauptverursacher der AEP-Ausreißer sind die teilweise extrem hohen Regelenergiepreise. Börsenpreiskopplung und Knappheitsfunktion haben kaum Auswirkungen in den Preisspitzen.