

Kosten eines Oligopolis

im Markt für Sekundärregelenergie in Österreich und Deutschland

Vortragender

Christian Spindler (Universität Wien)

Co-Autor

Oliver Woll (ZEW Mannheim)

IEWT, Wien 2019

Inhalt

- 1 Markt für Sekundärregelung, 2016-2018
- 2 Kosten eines Oligopolis
- 3 Supply Function Equilibria in Pay-As-Bid Auctions
- 4 Empirische Analyse
- 5 Zusammenfassung und Ausblick

Markt für Sekundärregelung, 2016-2018 I

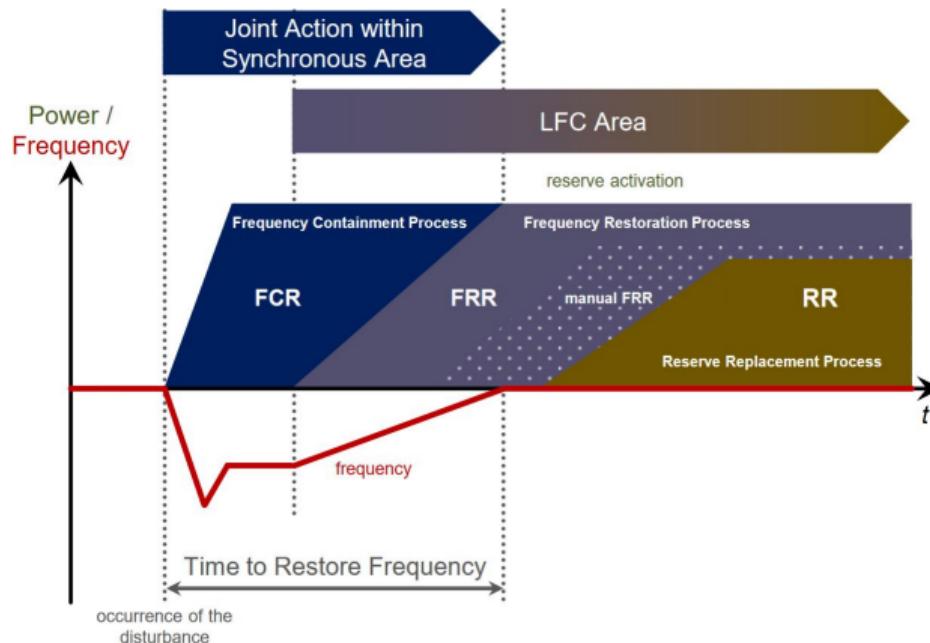


Abbildung 1: Überblick über Prozesse zur Netzregelung (ENTSO-E 2013)

Markt für Sekundärregelung, 2016-2018 II

Auktionsdesign

- separate Auktionen für positive/negative SRL und SRE
- Zuschlag in der Leistungsauktion legt fest, welche Gebote in der Energieauktion berücksichtigt werden
- Pay-As-Bid Auktionen (beide)

	Bis 12. Juli 2018	Ab 12. Juli 2018
Produktzeitscheiben	Peak Mo-Fr 08:00-20:00 (außer an Feiertagen) Off-peak 20:00-08:00	4h-Blöcke
Ausschreibungen	wöchentlich	täglich
Kleinste Gebotsgröße	5 MW	5 MW
Gebotsschritte	1 MW	1 MW
Ausgeschriebene Menge	200 MW	200 MW

SRE-Kooperation AT/DE I

- Seit Juli 2016: **Kooperation AT und DE** bei Aktivierung von SRE
- Erhöhung der Zahl präqualifizierter Anbieter von 14 auf insg. über 50 (APG 2018d; regelleistung.net 2018)
- beobachtbare Preiskonvergenz und -reduktion nach Kooperationsstart
- **Märkte können kurzfristig getrennt werden**

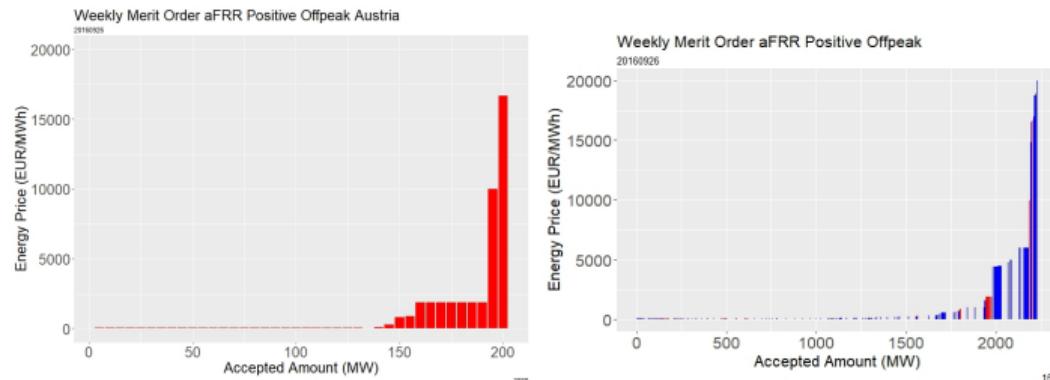


Abbildung 2: MOL AT (links) und CMOL AT/DE (rechts) für positive SRE, KW 39 2016

SRE-Kooperation AT/DE II

Preisspitzen im Abruf in AT

- Teuerste aktivierte Gebote:

- Okt 16: negative SRE, -68.000 EUR/MWh
- Sept 17: positive SRE, 86.000 EUR/MWh

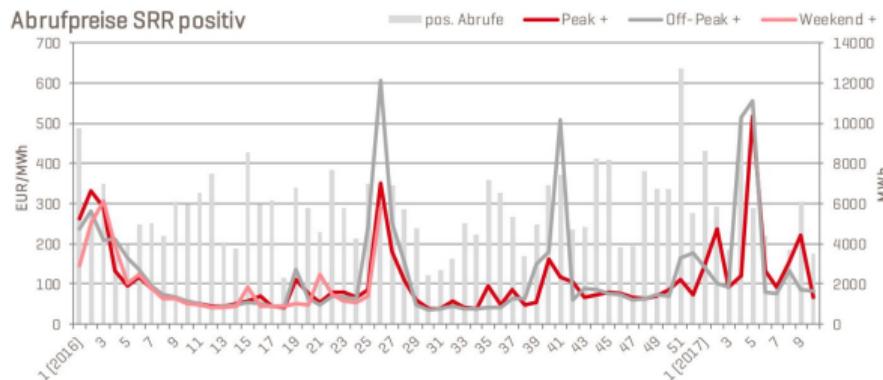


Abbildung 3: Durchschnittl. Abrupreis für positive SRE (mengengewichtet) (APG 2017)

Expertenrunde (APG, E-Control, Marktteilnehmer), um weitere Preisspitzen zu verhindern (ab März 2017).

- Allgemeine Preisobergrenze bei +/- 9 999 EUR/MWh
- Sunshine Rule:
Veröffentlichung der Anbieternamen bei Energiepreisen > 10000 EUR/MWh
- Nullpreis-Option:
zusätzliche Gebote können zugeschlagen werden, wenn Leistungspreis = 0
- Beschränkung der abrechnungsrelevanten Preise auf +3000/-500 EUR/MWh bei Markttrennung AT/DE

Forschungsfrage I

Bewertung der Kosten eines Oligopolis

Inwiefern können die Preisspitzen im Abruf von Sekundärregelenergie darauf zurückgeführt werden, dass Marktteilnehmer die folgenden beiden Effekte der Markttrennung in ihren Geboten berücksichtigen?

- höhere Abrufwahrscheinlichkeit in AT
- Oligopol anstelle von "Perfektem" Wettbewerb

Untersuchungszeitraum

- 12. Juli 2016: Start der Kooperation AT/DE
- 08. Juli 2018: Veränderung des Marktdesigns
(tägliche Ausschreibungen etc.)

Forschungsfrage II

Abrufwahrscheinlichkeit von Geboten österr. Anbieter bei Markttrennung
dominiert jene im gemeinsamen Markt (positive und negative SRE)

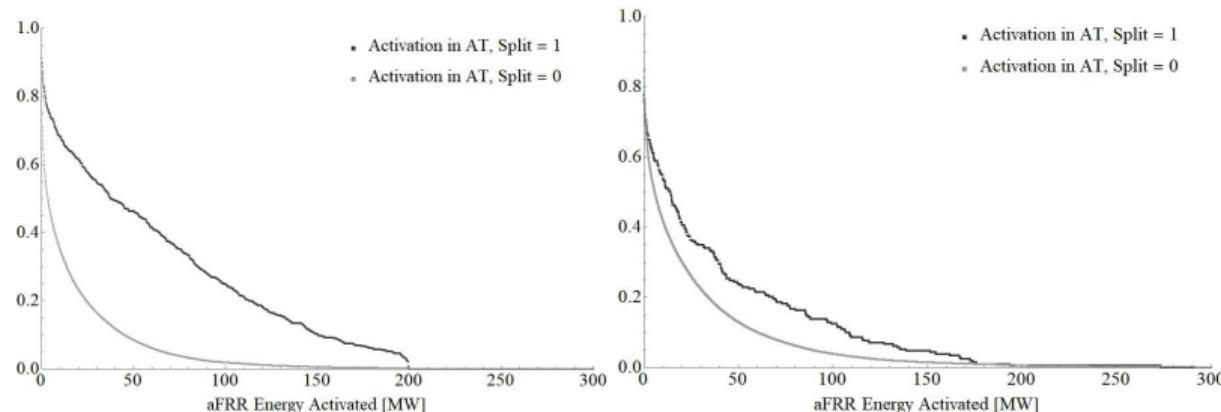


Abbildung 4: Survival Functions: Abrufwahrscheinlichkeiten österreichischer Anbieter für positive (links) und negative (rechts) SRE in Offpeak Stunden

69.888 Viertelstunden insgesamt

→ davon 3.097 Markttrennung DE→AT und 808 Markttrennung AT→DE

Forschungsfrage III

Geringe Anzahl an Marktteilnehmern in AT mit Zuschlag für die SRE-Auktion

Auktion	Anbieter-Status	positive SRE			negative SRE		
		min	max	mean	min	max	mean
peak	Anbietende	4	8	6.19	6	13	9.40
	mit Zuschlag	1	8	5.45	4	12	8.50
offpeak	Anbietende	4	8	6.08	6	12	9.25
	mit Zuschlag	2	7	5.33	3	11	8.90

Supply Function Equilibria I

Holmberg (2009):

Supply Function Equilibrium of Pay-As-Bid Auctions

Annahmen

- Pay-As-Bid Beschaffungsauktion
- unsichere Nachfrage durch den Auktionator
→ Pareto II Verteilung (lineare inverse Ausfallsrate)
- positive loss of load probability (Nachfrage übersteigt angebotene Kapazität)
- perfekt unelastische Nachfrage
- Preisobergrenze (darüber Nachfrage = 0)
- **symmetrische Anbieter** (identische Kostenfunktionen)

Supply Function Equilibria II

Gewinnmaximierende Gebotsfunktion der Marktteilnehmer

$$p(\epsilon) = \frac{N[1 - F(\bar{\epsilon})]^{\frac{N-1}{N}} \bar{p} + \int_{\epsilon}^{\bar{\epsilon}} (N-1) C'(u/N) f(u) [1 - F(u)]^{\frac{N-1}{N}-1} du}{N[1 - F(\epsilon)]^{\frac{N-1}{N}}} \quad \forall \epsilon \in [0, \bar{\epsilon}]$$

- **Eindeutige Lösung** durch positive Wahrscheinlichkeit, dass die Kapazitätsgrenzen der Marktteilnehmer erreicht werden und es eine Preisobergrenze gibt
- Das Gleichgewicht wird bestimmt durch
 - Anzahl der Marktteilnehmer, N
 - Grenzkosten der Marktteilnehmer, C'
 - (die Verteilung der) Nachfrage, ϵ

Supply Function Equilibria III

Optimale Angebotspreise in AT immer höher, wenn der Markt getrennt ist (Split = 1)

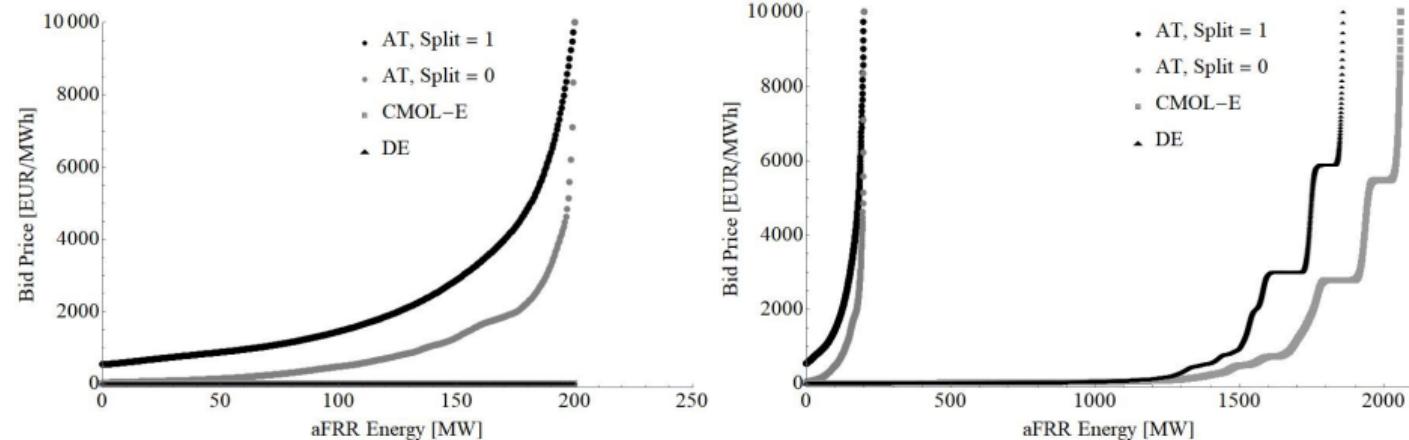


Abbildung 5: Supply Function Equilibria für positive SRE, offpeak, für österr. Marktteilnehmer (links) im Vergleich zu deutschen Marktteilnehmern und dem gemeinsamen Markt (rechts)

Empirische Analyse I

Ziele:

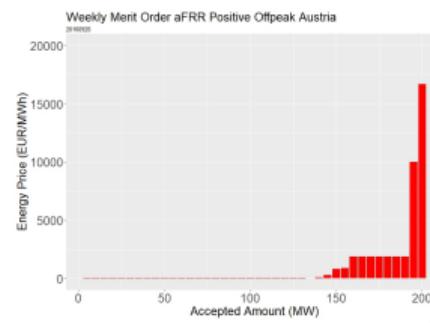
- Auswirkungen von Markttrennung auf das Gebotsverhalten
- Trennung der Effekte von höherer Abrufwahrscheinlichkeit und geringerem Wettbewerb

Problem

- Gebotsdaten anonym und nur zugeschlagene Gebote verfügbar

Lösung:

- Abhängige Variable: Durchschnittspreis pro 50MW-Block (0-200 MW)



Empirische Analyse II

POSITIVE AFRR	Dependent variable:			
	log(avg. price 0-50)	log(avg. price 50-100)	log(avg. price 100-150)	log(avg. price 150-200)
Import Split 15min (%)	0.006* (0.003)	0.010* (0.006)	0.003 (0.006)	0.004 (0.006)
Avg. Activation in AT ^a	-0.017*** (0.003)	-0.031*** (0.005)	-0.028*** (0.006)	0.001 (0.006)
Avg. EPEXspot Price ^a	0.013*** (0.003)	0.014** (0.006)	0.023*** (0.006)	0.005 (0.006)
Max. Offered Capacity	0.002** (0.001)	0.005*** (0.002)	0.004** (0.002)	0.004** (0.002)
Offering Participants in AT	-0.112*** (0.033)	-0.233*** (0.055)	-0.361*** (0.060)	-0.107* (0.061)
NRA Measures	0.233*** (0.071)	0.638*** (0.120)	0.800*** (0.130)	-0.007 (0.133)
Peak	0.183** (0.072)	0.312** (0.121)	0.444*** (0.131)	0.174 (0.135)
Constant	3.844*** (0.384)	4.637*** (0.645)	5.981*** (0.702)	6.558*** (0.720)
Observations	208	208	208	208
Adjusted R ²	0.294	0.391	0.429	0.017

Notes:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

^a The arithmetic mean is calculated for each sample period of 208 auctions
(peak and offpeak) in a total of 104 weeks.

Tabelle 1: Determinants of the Average Bid Prices for 50 MW-Blocks of Positive aFRR Energy

Empirische Analyse III

NEGATIVE AFRR	<i>Dependent variable:^b</i>			
	log(avg. price 0-50)	log(avg. price 50-100)	log(avg. price 100-150)	log(avg. price 150-200)
Export Split (%)	-0.009 (0.008)	-0.072*** (0.027)	-0.094** (0.042)	-0.050 (0.048)
(Export Split (%)) ²	0.0002 (0.0002)	0.002** (0.001)	0.003** (0.001)	0.002 (0.001)
Avg. Activation in AT ^a	-0.002 (0.002)	0.002 (0.006)	0.017* (0.010)	0.027** (0.011)
Avg. EPEXspot Price ^a	-0.003 (0.002)	-0.009 (0.007)	-0.002 (0.011)	-0.006 (0.013)
Max. Offered Capacity	-0.001 (0.0004)	-0.008*** (0.001)	-0.011*** (0.002)	-0.014*** (0.002)
Offering Participants in AT	0.039** (0.018)	0.156*** (0.058)	0.086 (0.090)	0.078 (0.104)
NRA Measures	0.108** (0.053)	0.882*** (0.169)	0.415 (0.260)	-0.841*** (0.300)
Peak	-0.279*** (0.049)	-0.796*** (0.156)	-1.141*** (0.241)	-1.186*** (0.278)
Constant	3.588*** (0.230)	5.646*** (0.731)	8.699*** (1.126)	12.799*** (1.301)
Observations	207	207	207	207
Adjusted R ²	0.222	0.352	0.316	0.447

Notes:

* p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

^a The arithmetic mean is calculated for each sample period of 208 auctions (peak and offpeak) in a total of 104 weeks.

^b A constant, viz. 1 + the minimum average price, has been added to the respective dependent variables to be able to take the logarithm. The geometric mean is calculated based on these positive values.

Tabelle 2: Determinants of the Average Bid Prices for 50 MW-Blocks of Negative aFRR Energy

Conclusio

Zusammenfassung

- SFE-Modell: Preisaufschläge für positive und negative SRE optimal
- Empirie: Unterschied im Gebotsverhalten positive/negative SRE
→ Anpassung des SFE-Modells nötig
- Gewinnmaximierung als Ziel der Anbieter fraglich

Ausblick

- Änderungen am Marktdesign im Juli 2018 (4h-Produkte) erhöhen Anreiz für Preisaufschläge
→ genauere Vorhersagen von Markttrennungen und geringeres Risiko für Anbieter
- Uniform-Pricing Auktionen steigern das Kostenrisiko für APG

Kosten eines Oligopolis

im Markt für Sekundärregelenergie in Österreich und Deutschland

Vortragender

Christian Spindler (Universität Wien)

Co-Autor

Oliver Woll (ZEW Mannheim)

IEWT, Wien 2019

Bibliographie I

- APG (2017). *Aktuelle Entwicklungen am Regelreservemarkt*. 10. Marktforum 2017. Vienna, Austria. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum> (besucht am 09.06.2018).
- (2018a). *Market Information. Balancing. Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*. Vienna, Austria. URL: <https://www.apg.at/en/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Sekundaerregelreserve> (besucht am 13.11.2018).
- (2018b). *Market Information, Balancing. Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR). Tenders. Tendering Platform. Report Ergebnisse*. Vienna, Austria. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/> (besucht am 13.11.2018).
- (2018c). *Market Information. Balancing. Statistics*. Vienna, Austria. URL: <https://www.apg.at/en/market/balancing/statistics> (besucht am 13.11.2018).
- (2018d). *Marktinformation. Netzregelung*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung> (besucht am 09.06.2018).
- ENTSO-E (2013). *Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves*. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/ENTSO-E%20supporting%20document%20to%20the%20submitted%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves.pdf (besucht am 09.06.2018).
- (2018). *ENTSO-E Transparency Platform. Generation. Actual Generation per Production Type*. Brussels, Belgium. URL: <https://transparency.entsoe.eu/> (besucht am 13.11.2018).
- EPEX SPOT (2019). *Market Data. Day Ahead Auction. Former DE/AT (Historical data until 30/09/2018)*. Paris, France. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction> (besucht am 13.11.2018).

Bibliographie II

Holmberg, P. (2009). „Supply function equilibria of pay-as-bid auctions“. In: *Journal of Regulatory Economics* 36, S. 154–177.

Regelleistung.net (2019). *Data centre*. Berlin/Pulheim/Bayreuth/Stuttgart, Germany. URL:
<https://www.regelleistung.net/ext/tender/> (besucht am 13.11.2018).

regelleistung.net (2018). *Anbieterliste*. URL: https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity (besucht am 09.06.2018).

Appendix I

BACKUP

Appendix II

Datenquellen

Data/Item	Source
Activation of positive/negative aFRR energy in AT	
Avoided activation of positive/negative aFRR energy in AT due to Prenetting/IGCC	APG (2018c)
Import market split (DE→AT)	
Export market split (AT→DE)	APG (2018a)
Offering participants in the positive/negative aFRR energy auction	
Accepted participants in the positive/negative aFRR energy auction	APG (2018b)
Maximum offered capacity in the positive/negative aFRR energy auction	
Energy bid price (EUR/MWh)	
Payment direction	
Bid size (MW)	Regelleistung.net (2019)
Accepted bid size	
Country code	
EPEX SPOT day-ahead market clearing price DE/AT	EPEX SPOT (2019)
Actual aggregated generation:	
Solar	ENTSO-E (2018)
Wind Offshore	
Wind Onshore	

Appendix III

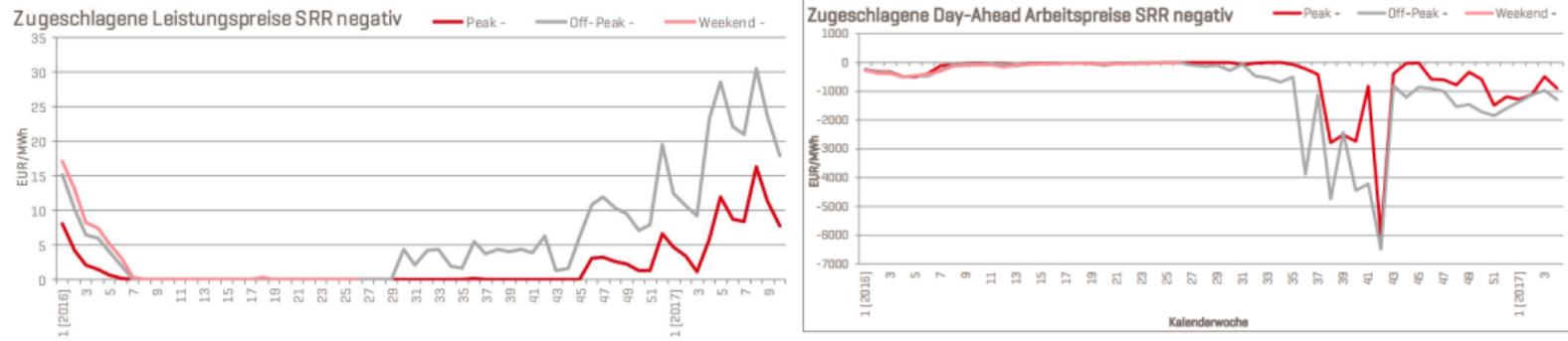


Abbildung 6: Weighted Avg. of Accepted Negative aFRR Capacity (left) and Energy (right) Prices (APG 2017)

Appendix IV

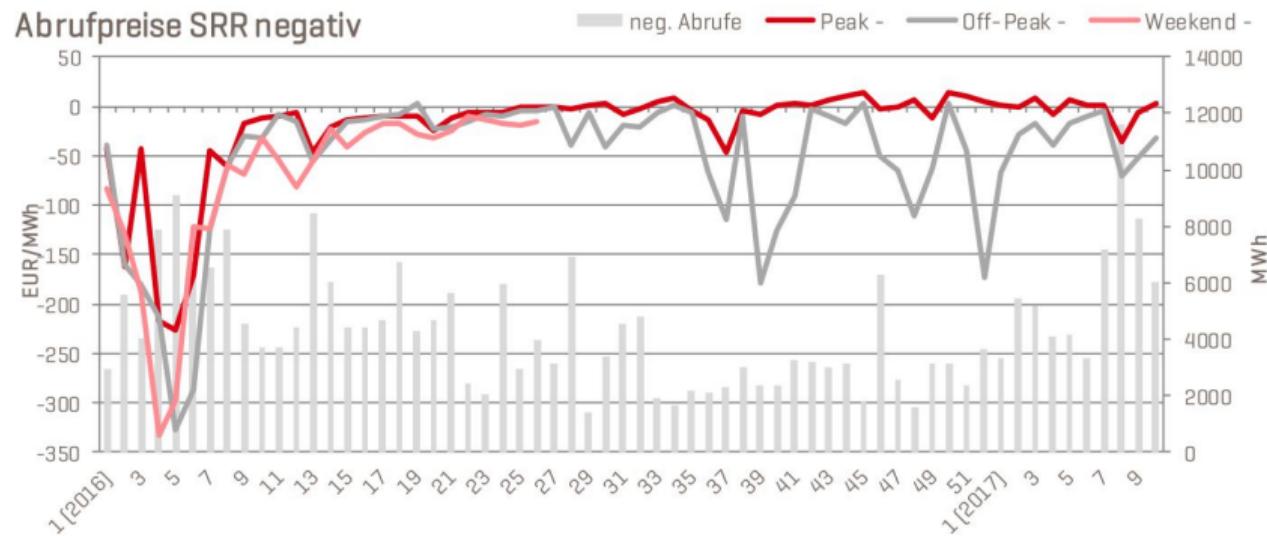


Abbildung 7: Weighted Avg. of **Called** Negative aFRR Capacity (left) and Energy (right) Prices (APG 2017)

Appendix V

Market Decoupling changes the Austrian aFRR market from perfect competition to oligopoly.

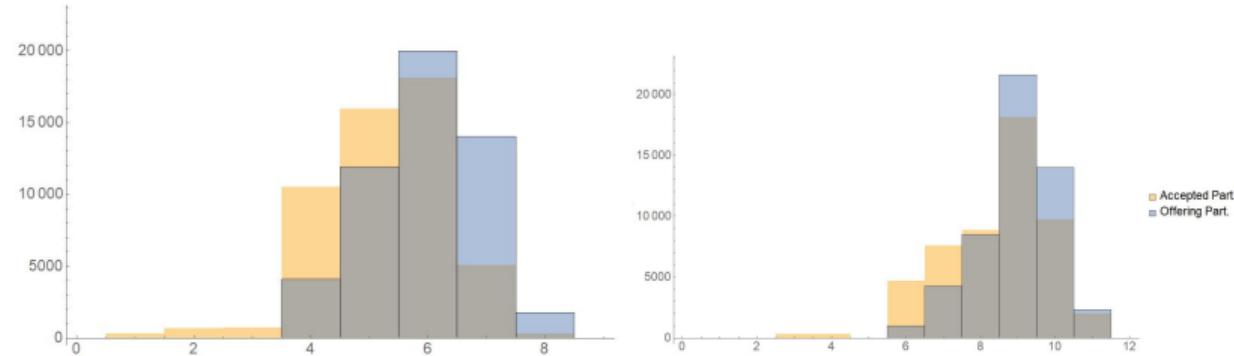


Abbildung 8: Histogram of Offering vs. Accepted Participants in positive (left) and negative (right) aFRR

Pos aFRR	min	max	mean	Neg aFRR	min	max	mean
Offering	4	8	5.95		6	11	8.97
Accepted	1	8	5.27		3	11	8.46