



01.06.2018

Strommarkttreffen

Auswirkungen des Intraday-Handels auf das Netzregelverbundsaldo in Deutschland

Christopher Koch

TU Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Hintergrund

“Since 2008, German VRE capacity has grown from 27 GW to 78 GW...Over the same period, TSOs reduced balancing reserves by 15%. This empirical fact seems to contradict common sense.”

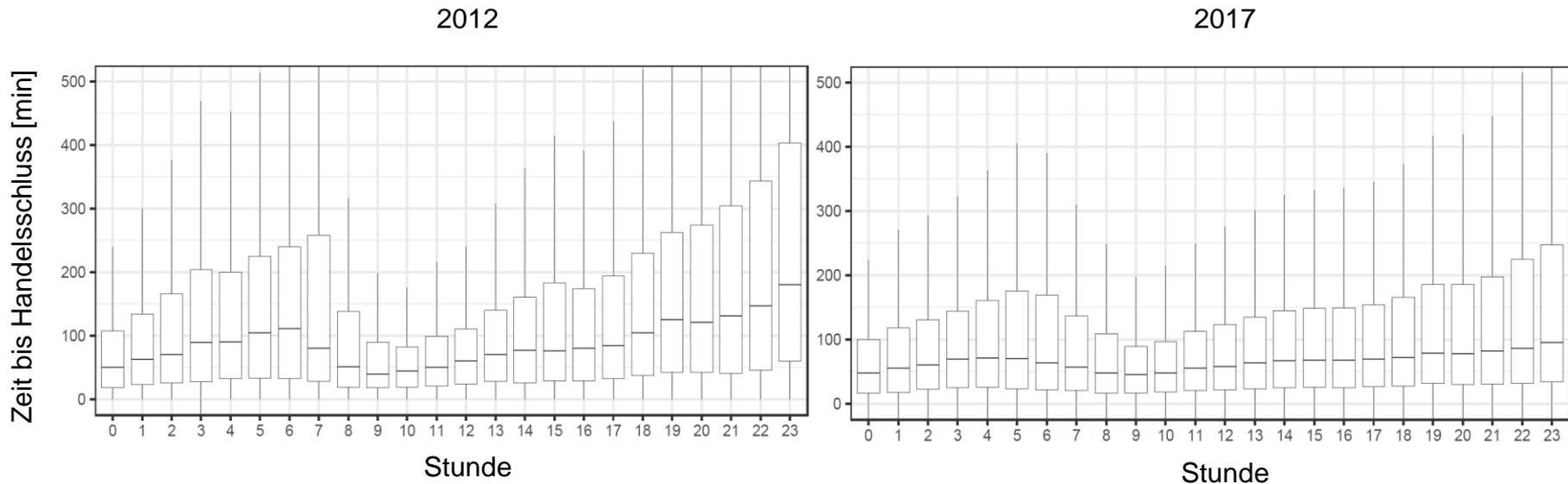
L. Hirth, I. Ziegenhagen (2015): Balancing power and variable renewables. Three links.

Agenda

(1) 24/7 Handel

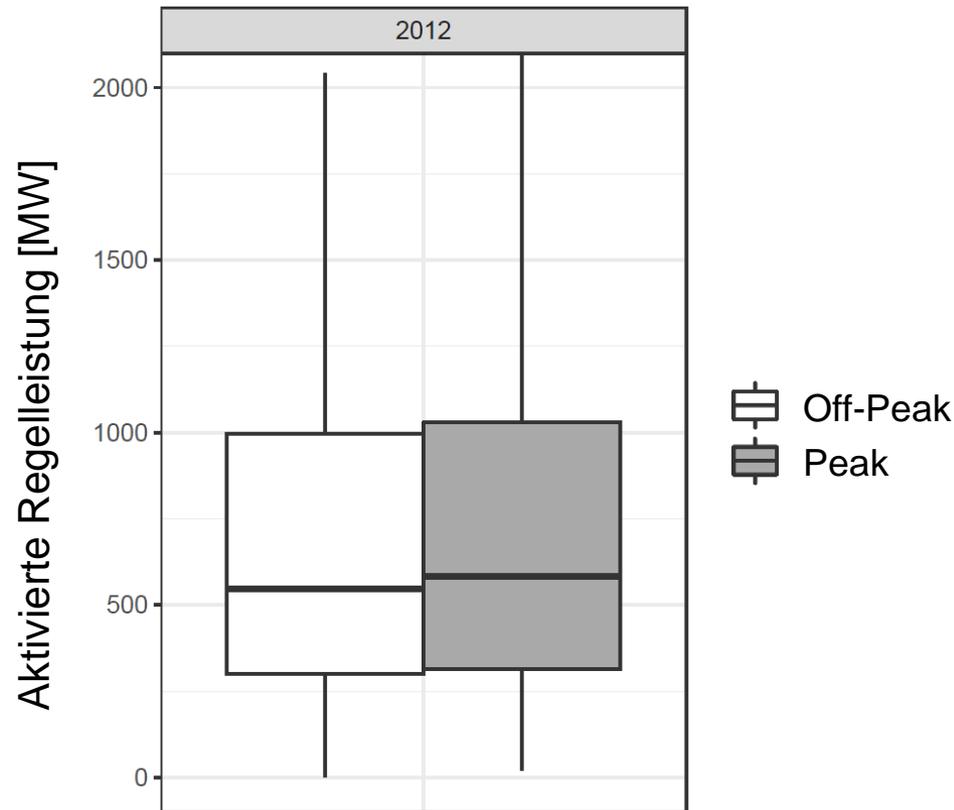
(2) Asymmetrische Spreads zwischen Intraday- und Ausgleichsenergiepreisen

Zeitpunkt des Handels am Intraday-Stundenmarkt



Eigene Darstellung basierend auf den API-Daten der EPEX SPOT

Verteilung der aktivierten Regelleistung nach Peak- und Offpeak-Zeiten im Jahr 2012



Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Verteilung der Extremwerte des Regelleistungsabrufs im Jahr 2012 und 2017

		2012	2017
		Anzahl Beobachtungen	
Verteilung der 5% höchsten Regelleistungsabrufe	Peak	581	826
	Off-peak	1176	926
	Anteil Off-peak	67%	53%
		Anzahl Viertelstunden	
Mittlere Dauer abs(NRV-Saldo) \geq P(0.95)	Peak	9.48	6.16
	Off-peak	11.35	5.39

Eigene Berechnungen basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Agenda

(1) 24/7 Handel

(2) Asymmetrische Spreads zwischen Intraday- und Ausgleichsenergiepreisen

Symmetrische Ausgleichsenergiepreise und der Anreiz zum „passiven Ausgleich“ des Systems

Zahlungsrichtung	BKV überdeckt	BKV unterdeckt
reBAP > 0	ÜNB an BKV	BKV an ÜNB
reBAP < 0	BKV an ÜNB	ÜNB an BKV

NRV-Saldo > 0
(Unterdeckung)

NRV-Saldo < 0
(Überdeckung)

reBAP > ID-Preis*
(2016/2017: 87% der Viertelstunden)

reBAP < ID-Preis*
(2016/2017: 93% der Viertelstunden)

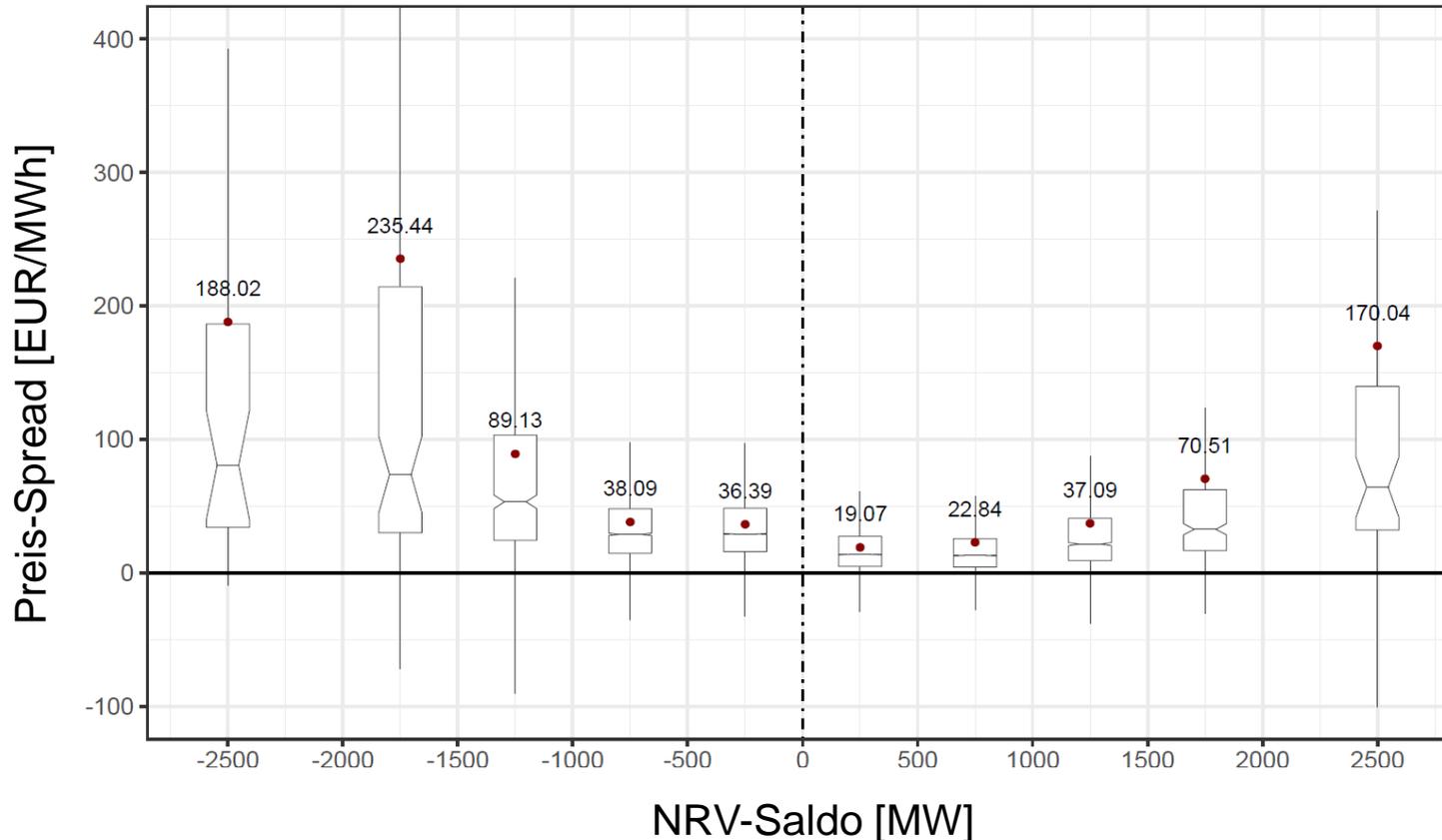
Vorteilhafte Strategie

Intraday: Kauf
(Überdeckung)

Intraday: Verkauf
(Unterdeckung)

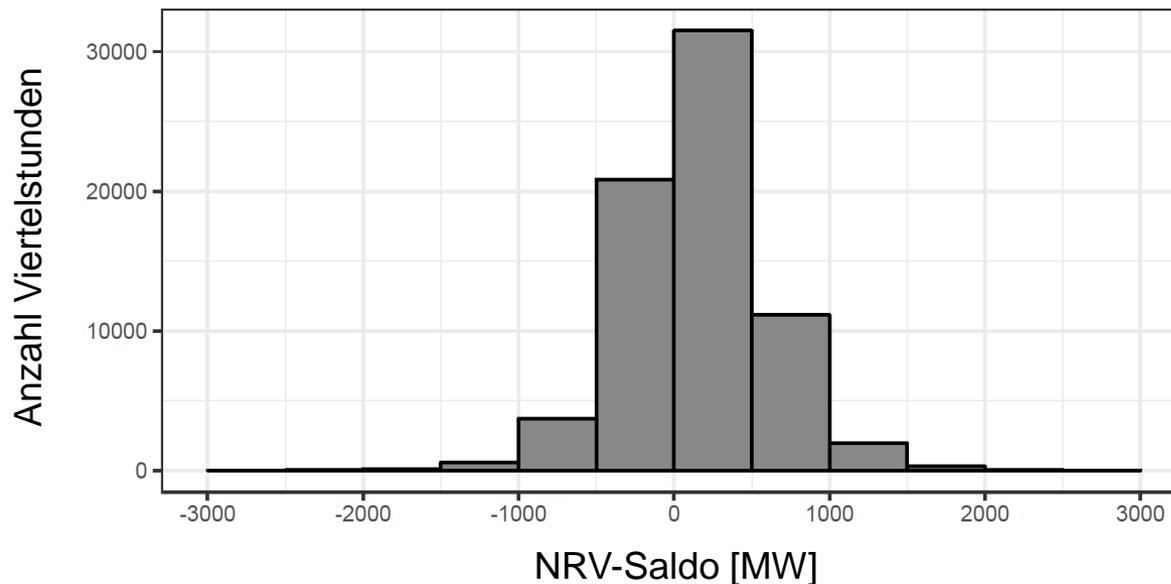
*ID-Preis = volumengewichteter Mittelwert aller Transaktionen der letzten 30 Minuten vor Handelsschluss
Eigene Berechnungen kumuliert für die Jahre 2016 und 2017.

Spread zwischen reBAP und ID-Preis in Abhängigkeit vom NRV-Saldo



Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/> und API-Daten der EPEX SPOT

Histogramm des NRV-Saldos der Jahre 2016 und 2017



NRV	Spread reBAP und ID-Preis	Anzahl Viertelstunden
[-1000 MW; 0 MW]	36.65 €/MWh	14 555
[0 MW; 1000 MW]	20.05 €/MWh	42 627
Quotient negativ/positiv	$1.83 = \frac{1}{0.55}$	0.58

Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Vielen Dank für Eure Aufmerksamkeit

M. Sc. Christopher Koch

Fachgebiet Energiesysteme

Einsteinufer 25 (TA8)

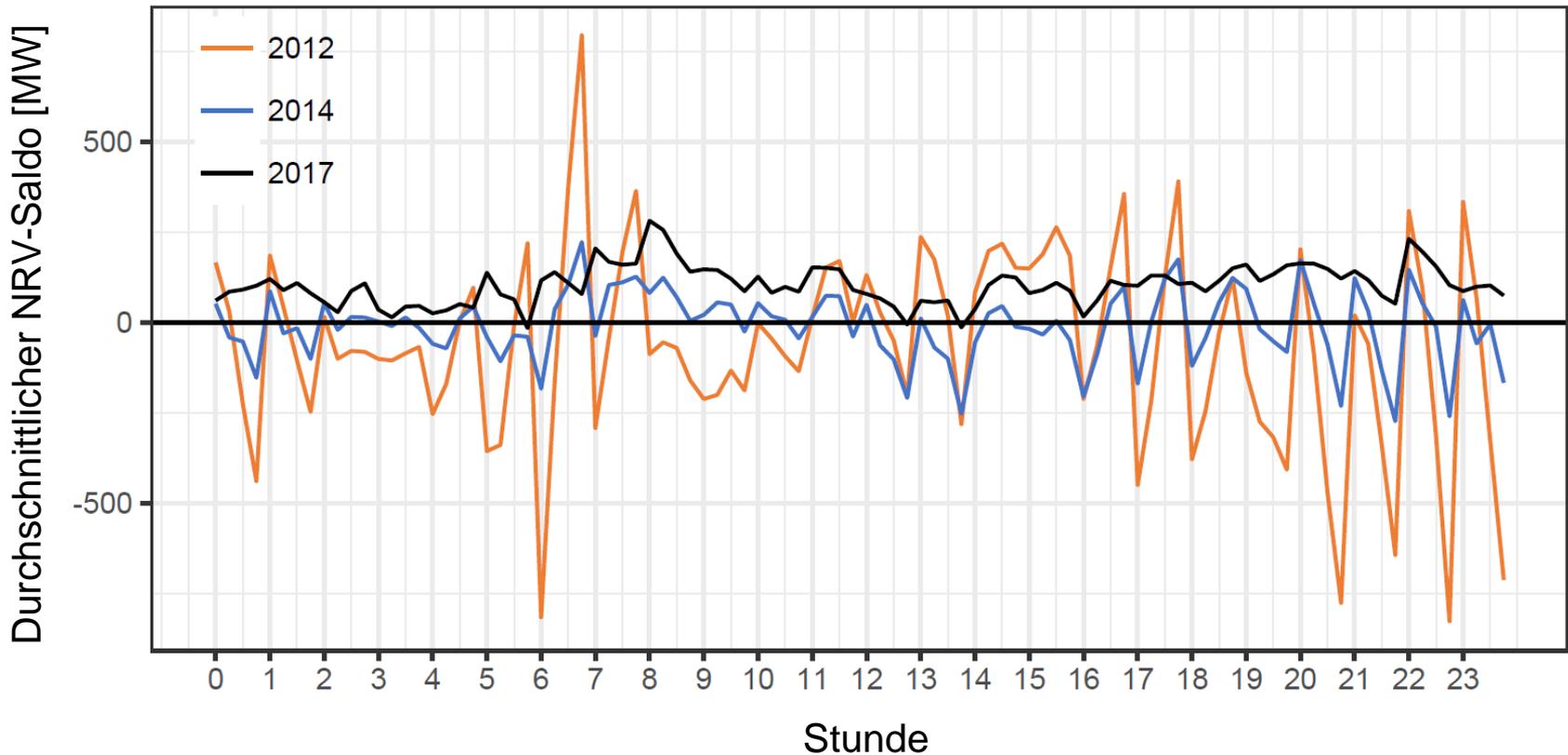
10587 Berlin

Tel: +49 (0)30 314 28634

E-Mail: christopher.koch@tu-berlin.de

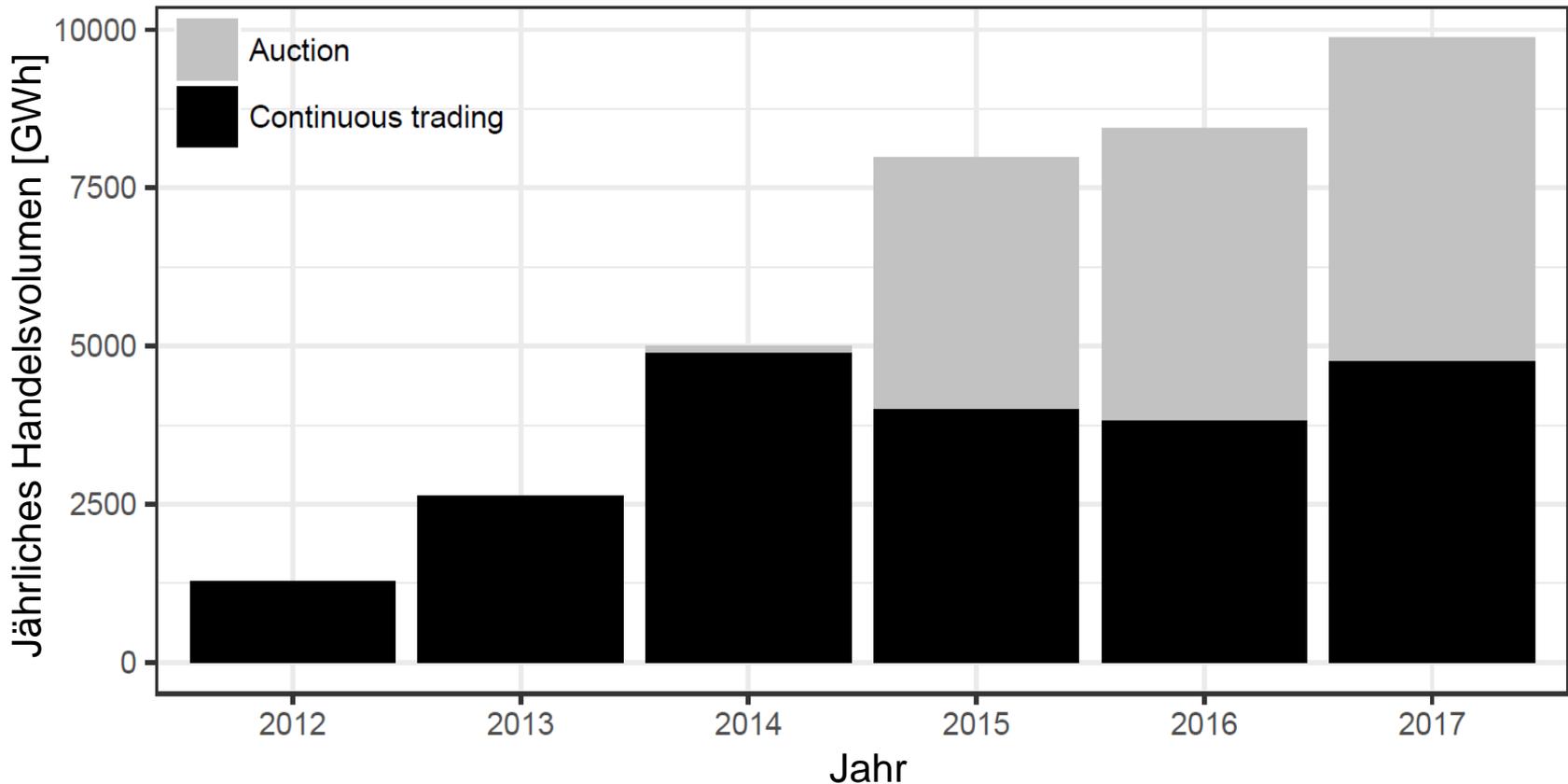
Backup

Durchschnittlicher NRV-Saldo 2012, 2014 und 2017



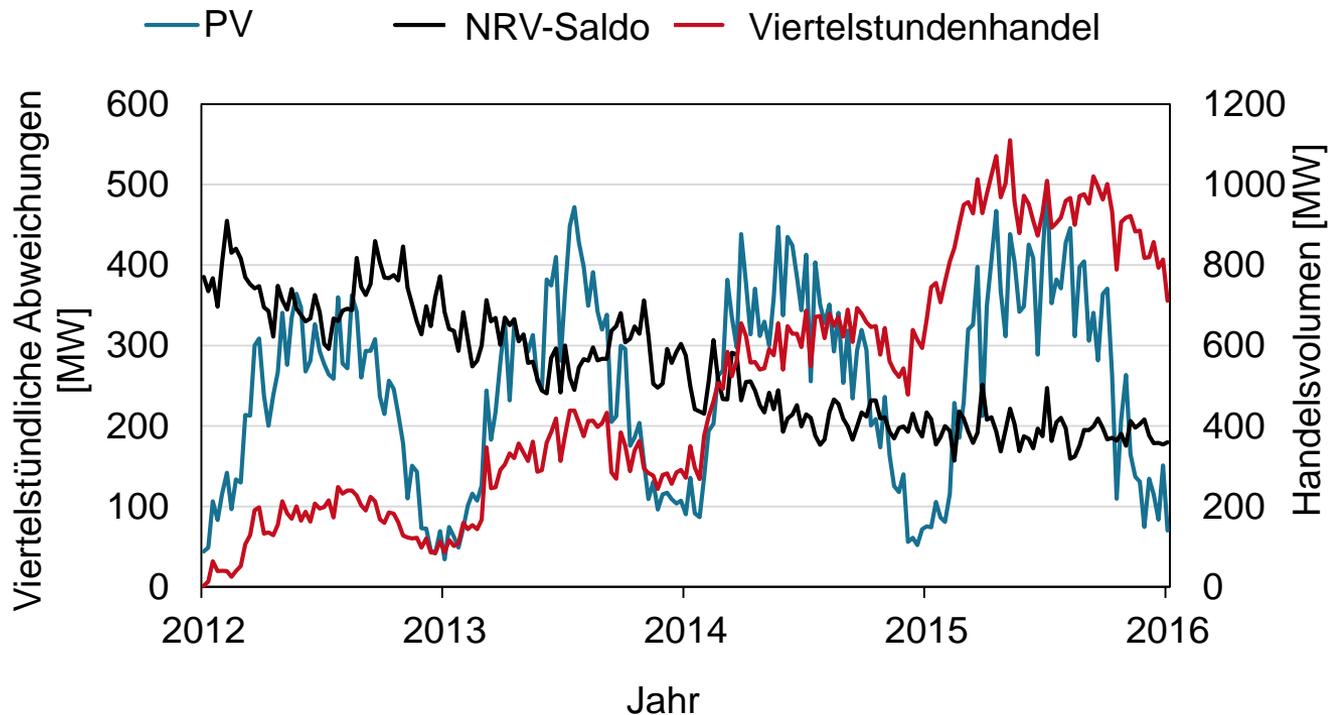
Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Entwicklung der viertelstündlichen Intraday- Handelsvolumen



Eigene Darstellung basierend auf den API-Daten der EPEX SPOT

Entwicklung systematischer viertelstündlicher Abweichungen und Viertelstundenhandel



Lineare Regression der systematischen viertelstündlichen Abweichungen des NRV-Saldos

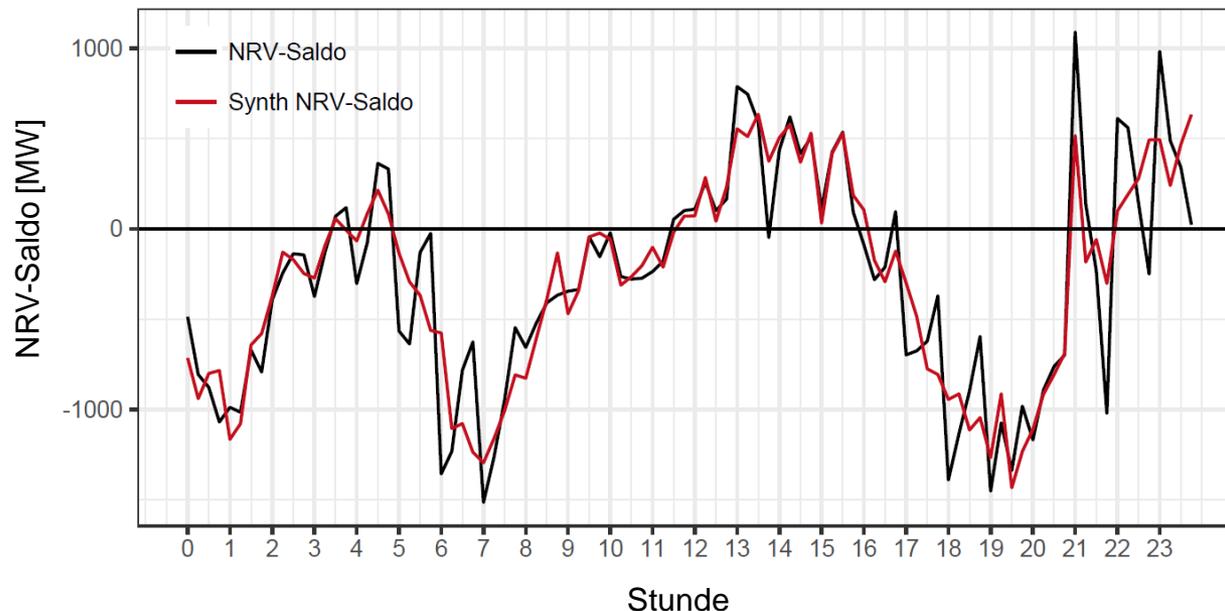
Dependent variable:	Quarter hourly NRV deviation (aggregated weekly data)		
Method:	Least squares		
Variable	Coefficient		Std. error
Intercept	238.354	***	(29.729)
Trading volume	-0.260	***	(0.009)
Quarter hourly PV deviation	0.196	***	(0.025)
Quarter hourly Wind deviation	0.636	***	(0.077)
Quarter hourly Load deviation	0.098	*	(0.047)
R-squared	0.821		
Adjusted R-squared	0.818		
S.E. Residuals	31.11		
F-statistic	233.2	***	
No. Observations	208		

* and *** denote that a test statistic is statistically significant on a 5% respectively 0.1% level of significance.

Vergleich originales und synthetisches NRV-Saldo – 11.04.2012

Synthetisches $NRVSaldo_q = NRVSaldo_q - \text{Systematische Abweichung}_q$

$\text{Systematische Abweichung}_q = \text{Mittelwert}(NRVSaldo_q - \text{Mittelwert}(NRVSaldo)_h)_{y,m,wd}$



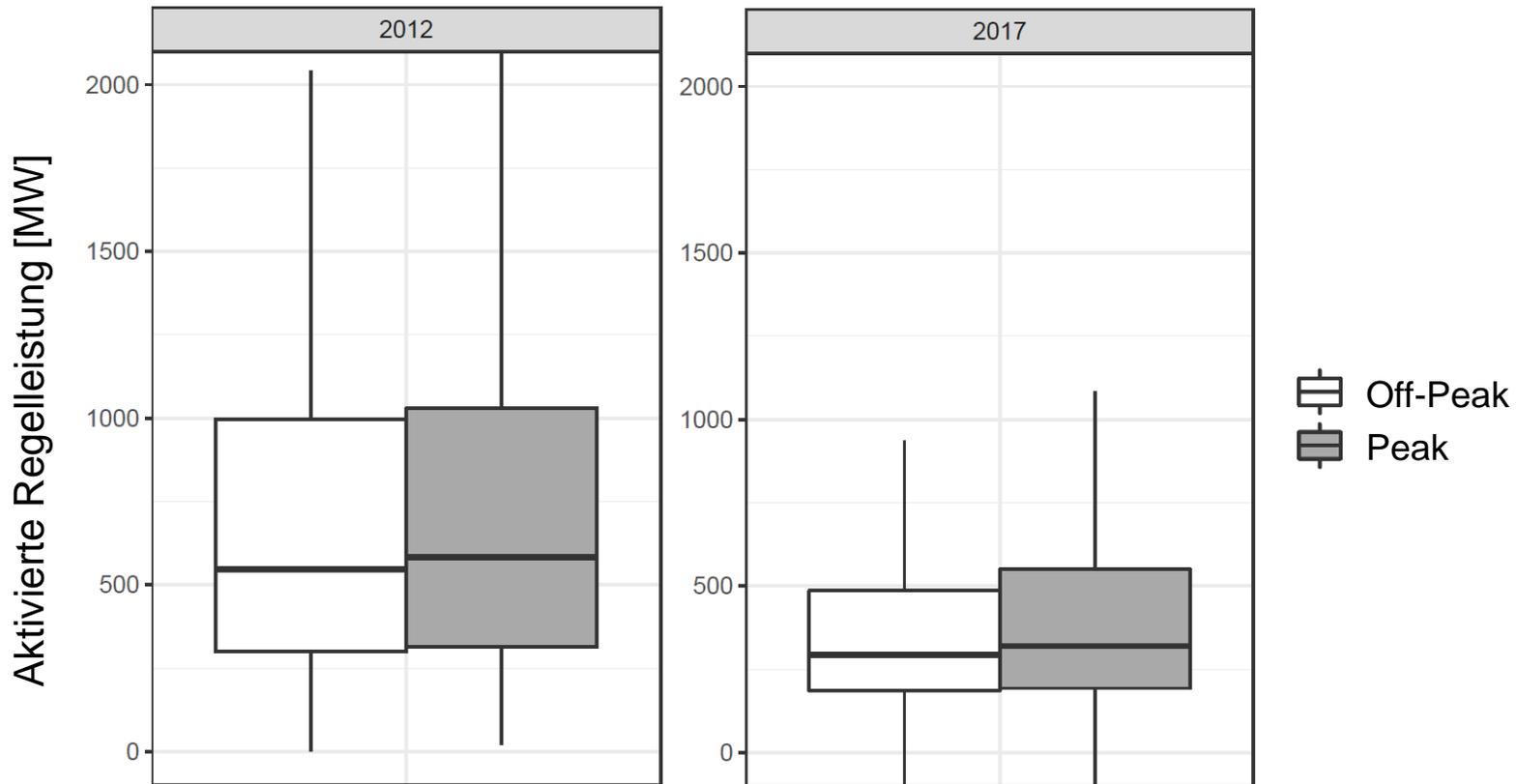
Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Vergleich originales und synthetisches NRV-Saldo

		2012	2014	2017
Gesamte Abrufmengen	Original NRV-Saldo [GWh]	6 111	3 454	3 116
	Synthetisches NRV-Saldo [GWh]	5 776	3 363	3 092
	Differenz	5.48%	2.61%	0.77%
95. Perzentil	Original NRV-Saldo [MW]	2 003	1 068	948
	Synthetisches NRV-Saldo [MW]	1 902	1 035	942
	Differenz	5.01%	3.14%	0.64%

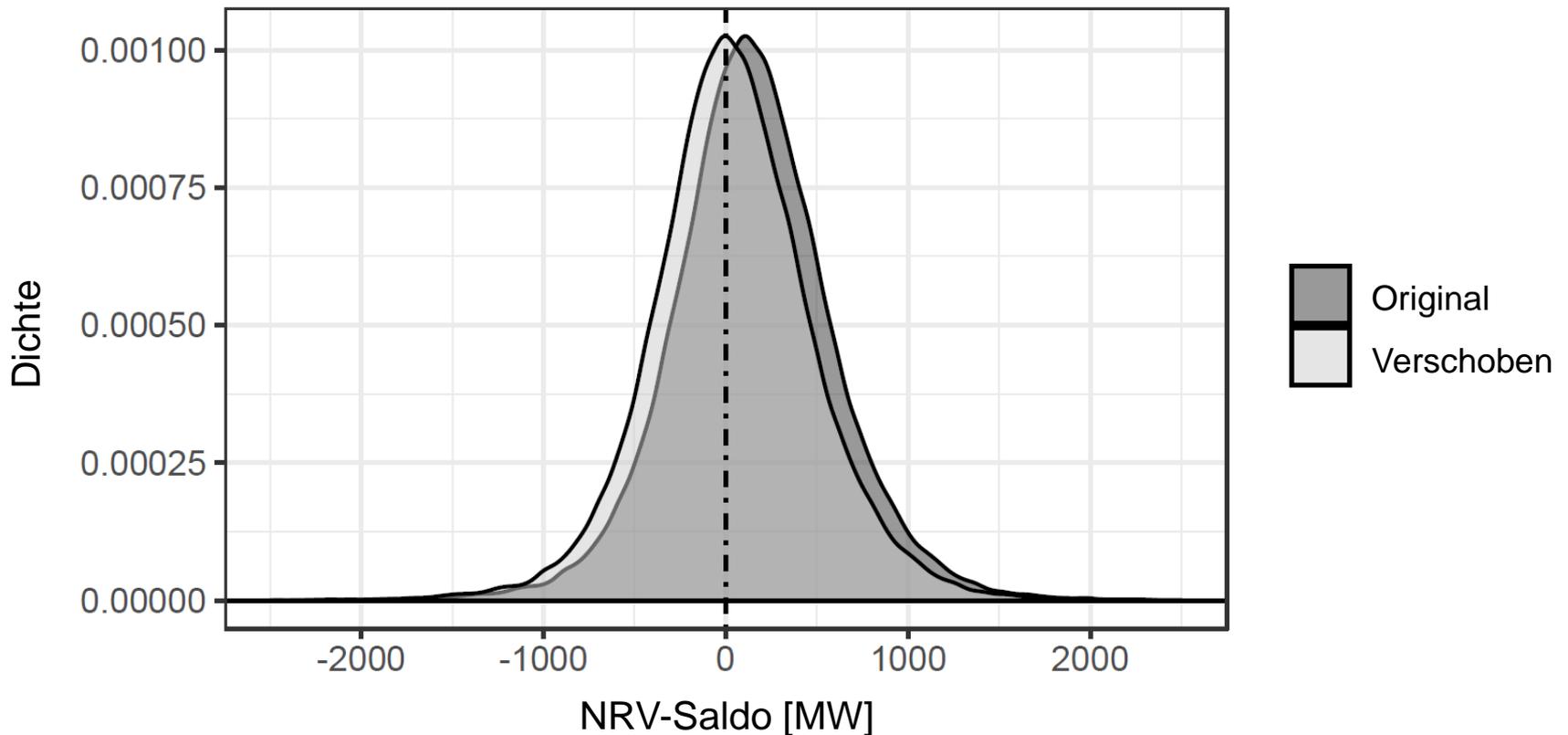
Eigene Berechnungen basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Verteilung der aktivierten Regelleistung nach Peak- und Offpeak-Zeiten im Jahr 2012 und 2017



Eigene Darstellung basierend auf <https://www.regelleistung.net/ext/data/>

Verteilung der NRV-Saldi im Jahr 2016 und 2017



Berechnung der zusätzlichen Kosten der Regelleistungsbereitstellung

$$\text{Zusätzliche Kosten} = \sum_{w=1}^W \left(\frac{\text{SRL}_{\text{pos}} - \text{SRL}_{\text{neg}}}{2} \right) \cdot (\text{LP}_{\text{pos}}^{\text{max}} - \text{LP}_{\text{neg}}^{\text{max}})$$

w	Woche
SRL_{pos}	Mittlerer Bedarf positiver SRL [MW]
SRL_{neg}	Mittlerer Bedarf negativer SRL [MW]
$\text{LP}_{\text{pos}}^{\text{max}}$	Höchster akzeptierter Leistungspreis für positive SRL [EUR/MW]
$\text{LP}_{\text{neg}}^{\text{max}}$	Höchster akzeptierter Leistungspreis für negative SRL [EUR/MW]

Auswirkungen der Verzerrung hinzu positivem NRV-Saldo

- Zusätzlicher Regelleistungsabruf (370 GWh*)
- Höhere Kosten bei der Bereitstellung der Regelleistung (ca. 2 Mio. EUR*)
- Geringere Abrufwahrscheinlichkeiten für Anbieter negativer Regelleistung (Abruf positiver Regelleistung: 2900 GWh, Abruf negativer Regelleistung: 1900 GWh*)

* Eigene Berechnungen kumuliert für die Jahre 2016 und 2017

Vorschlag Anpassung reBAP-System

$$\text{NRVSaldo} > 0: \text{AEP}_1 = \max\left(P_{\text{ID},h}(95\%); P_{\text{ID},q}(95\%)\right) + X \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + Y \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot \frac{\text{NRVSaldo}}{\text{MWh}}$$

$$\text{NRVSaldo} < 0: \text{AEP}_1 = \min\left(P_{\text{ID},h}(5\%); P_{\text{ID},q}(5\%)\right) - X \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - Y \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot \frac{\text{NRVSaldo}}{\text{MWh}}$$

Vorteile

- Keine Preisverzerrung zwischen reBAP und Intraday-Preis
- Anreiz zum Handel an Strommärkten (insbesondere bei hohen Preisen)
- Stärkere Bestrafung bei hohen NRVSalden
- Geringere Komplexität und Fehleranfälligkeit des Preismechanismus
- Möglichkeit zur kurzfristigen Veröffentlichung des reBAP