



**ENERGIE
ALLIANZ
AUSTRIA**

7. OKTOBER 2019
FACHTAGUNG E-CONTROL

GROSSHANDELSMARKT

WAS HAT SICH GEÄNDERT UND DIE
AUSWIRKUNGEN IN DER PRAXIS

PAUL KALUZA

Inhalt

- Über EAA
- Preiszonentrennung - Hypothesen und Faktencheck
- Veränderungen im Stromgroßhandel über verschiedene Fristigkeiten
- Zusammenfassung und Ausblick

Die EnergieAllianz Austria

3 Mio.

KUNDEN-
ANLAGEN

18 TWh

STROMVERKAUF

13 TWh

ERDGAS-
VERKAUF

1,9 Mrd.

UMSATZ

86 TWh

GEHANDELTER
STROM

28 TWh

GEHANDELTES
ERDGAS

8 Mio.

GEHANDELTE
CO₂-ZERTIFIKATE

13 TWh

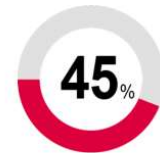
HERKUNFTS-
NACHWEISE



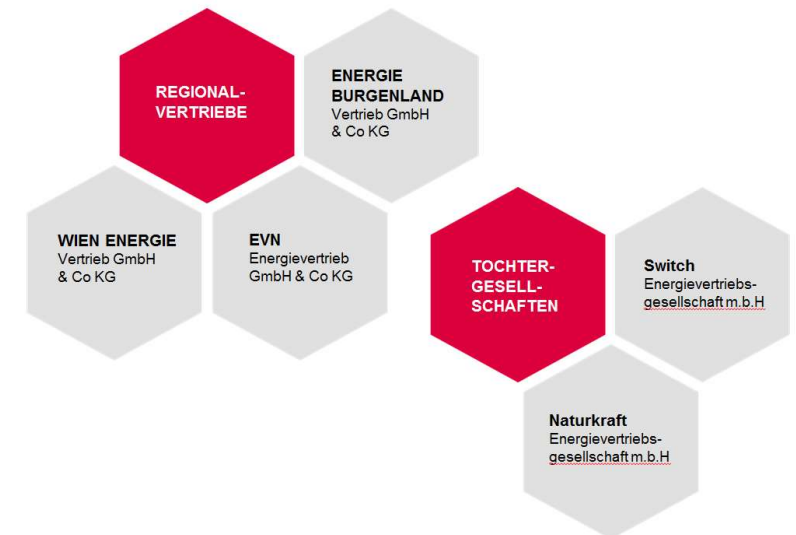
ENERGIE BURGENLAND AG



EVN AG



WIEN ENERGIE GMBH



Hypothesen vor der Preiszonentrennung

Ohne Preiszonentrennung

- Engpassmanagement (zu) teuer
- (Loopflows hoch)
- Marktpreisdifferenz 0
- Liquidität hoch
- Niedriger Bid/Ask Spread



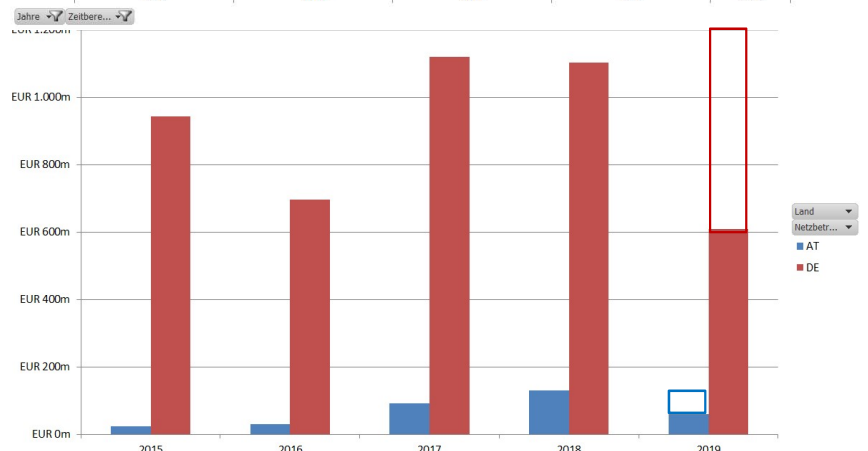
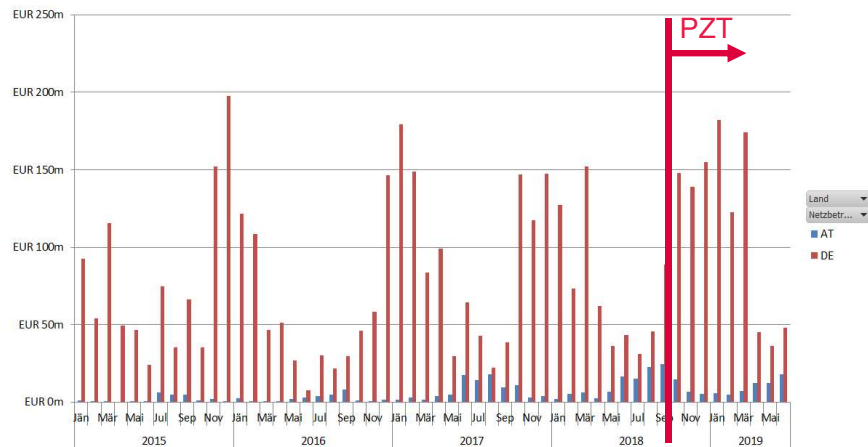
Mit Preiszonentrennung

- Engpassmanagement günstiger
- (Loopflows verringert)
- Marktpreisdifferenz $>(>) 0$
- Liquidität niedrig(er)
- Erhöhter Bid/Ask Spread

„Reality check“ nach Preiszonentrennung

Kosten für Engpassmanagement (Redispatching & Countertrading)

Quelle: entso-e transparency platform



Voller Balken bis inkl. Juli

Leerer Balken (KJ 2019) eigene Schätzung auf Basis 1H2019 x 2

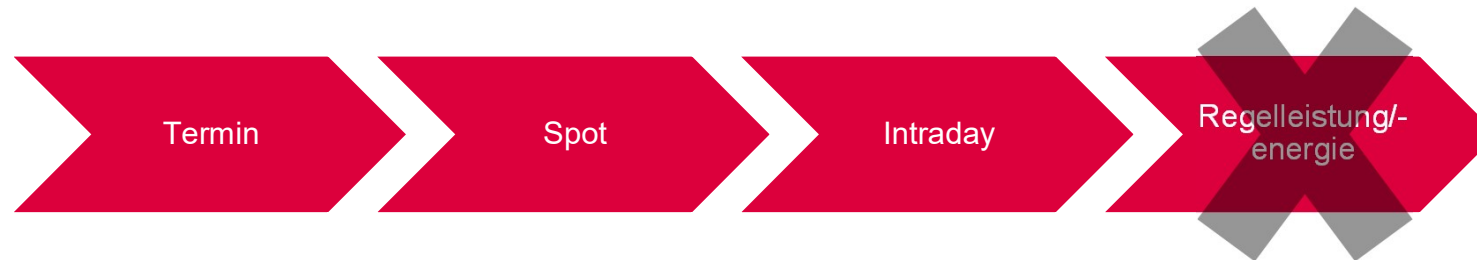
- EPM-Kosten in DE und AT zumindest gleichbleibend bzw. wahrscheinlich weiterhin steigend
- Inverse Saisonalität hat sich noch verstärkt
- EPM-Kosten (umgelegt auf Verbrauch) iHv. rd. 2-2,5 EUR/MWh

1. Netznutzungsentgelt für die Netzebene 1:

Österreichischer Bereich:	Bruttokomponente:	Cent	0,3580 / kWh
	Nettokomponente Arbeit:	Cent	0,2330 / kWh
	Nettokomponente Leistung:	Cent	910,0 / kW

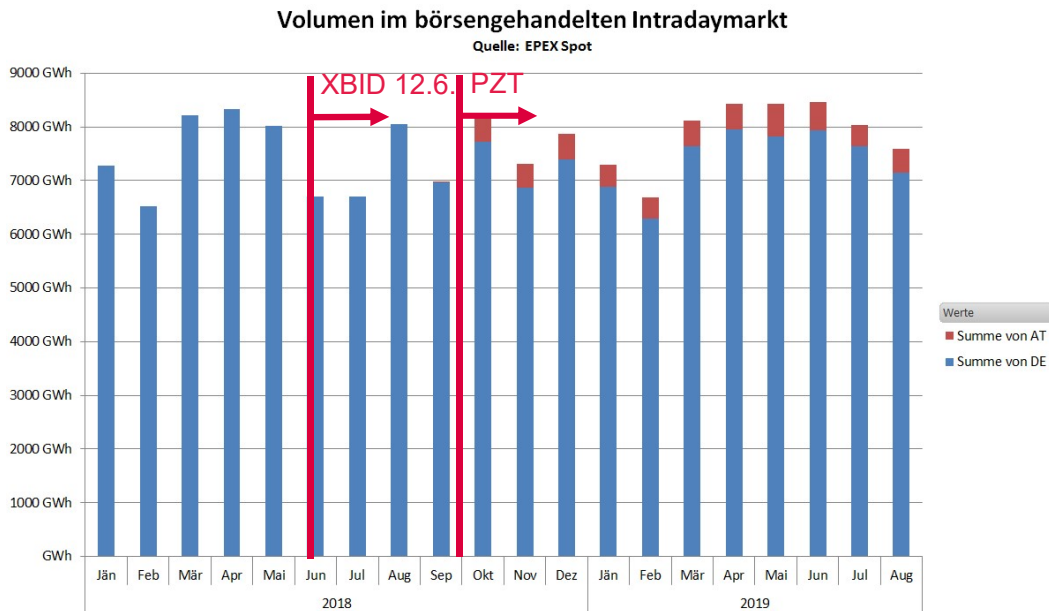
- **Netzausbau statt kleine Preiszonen**

Die Effekte der Preiszonentrennung auf den Großhandelsmarkt



- Prioritäten der verschiedenen Fristigkeiten für unterschiedliche Marktteilnehmer
- Überlagerte Projekte aus der Umsetzung von Network Codes / Guidelines
- Regelleistung / -energie nicht unmittelbar von Preiszonentrennung berührt
 - Einfluss durch Intradaymarkt
 - Änderungen der Systematik mit anschließender Auswirkung auf Preise

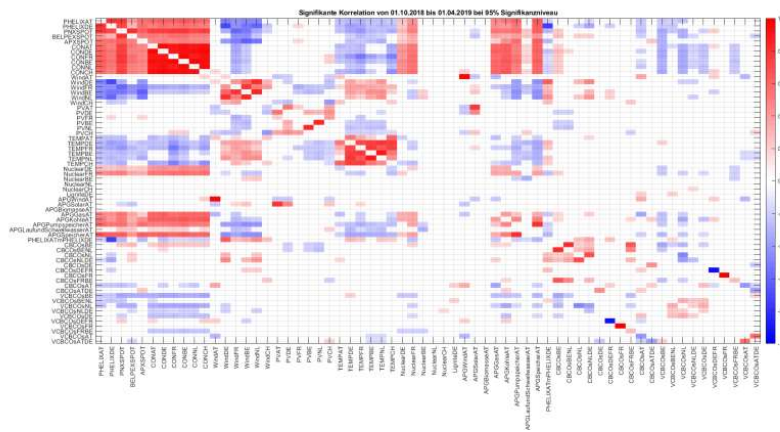
Intraday-Markt



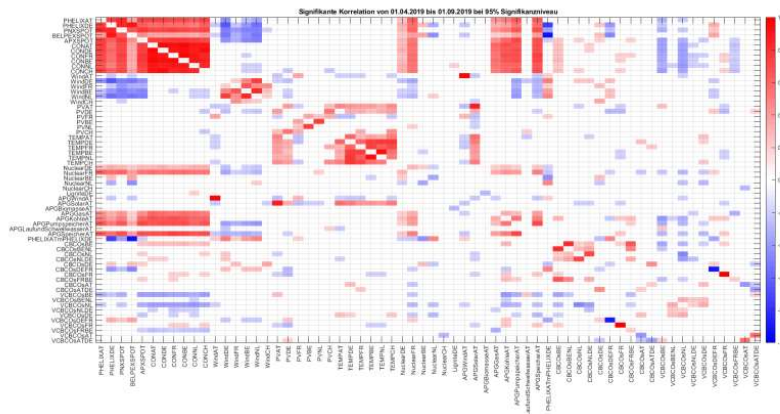
- Ausgleichsenergie mittels Intraday-Markt minimieren
- XBID unabhängig von Preiszonentrennung eingeführt
- Volumen/Verbrauch: 2:1 (DE:AT)
- Nach gate closure (60 Min. Vorlaufzeit) zwischen XBID (gekoppelte Märkte) und AT (lokaler Markt)
 - Bid-Ask Spreads wesentlich höher
 - Markttiefe wesentlich niedriger

Spotmarkt – zwei Zugänge zur Erklärung

- **Statistische Analyse** (Quelle: eigene Berechnungen)



Winter-Halbjahr



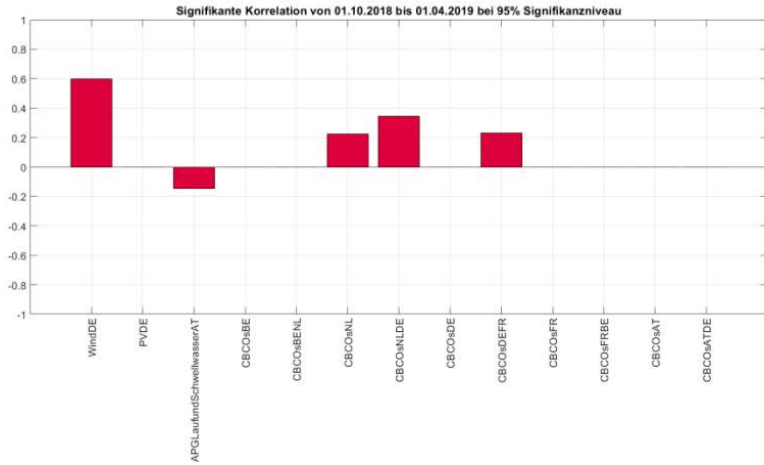
Sommer-Halbjahr

- **EUPHEMIA Analyse** (Quelle Formeln: EPEX Spot)

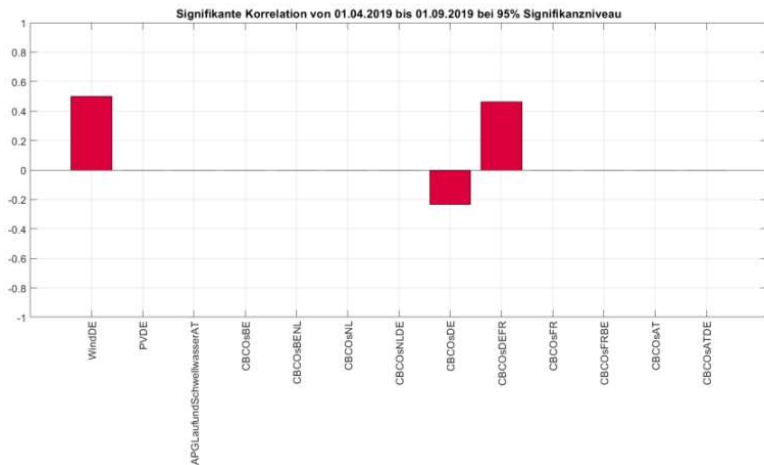
- Signifikante Steigerung der Komplexität (# Nebenbedingungen)
- Transparenz?
- Datenzugriffe?
- Performance-Monitoring?

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (1)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (1) \\
 & - \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (2)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (2) \\
 & + \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \frac{\text{PÖRTE } (2) - \text{PÖRTE } (1)}{2} (2) \\
 & - \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (3)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (3) \\
 & - \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (4)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (4) \\
 & - \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (5)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (5) \\
 & - \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (6)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (6) \\
 & - M \sum_{i \in \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (7)} \text{ACCEPT}_{\text{NACHFRAGE}} \text{ PÖRTE } (7)
 \end{aligned}$$

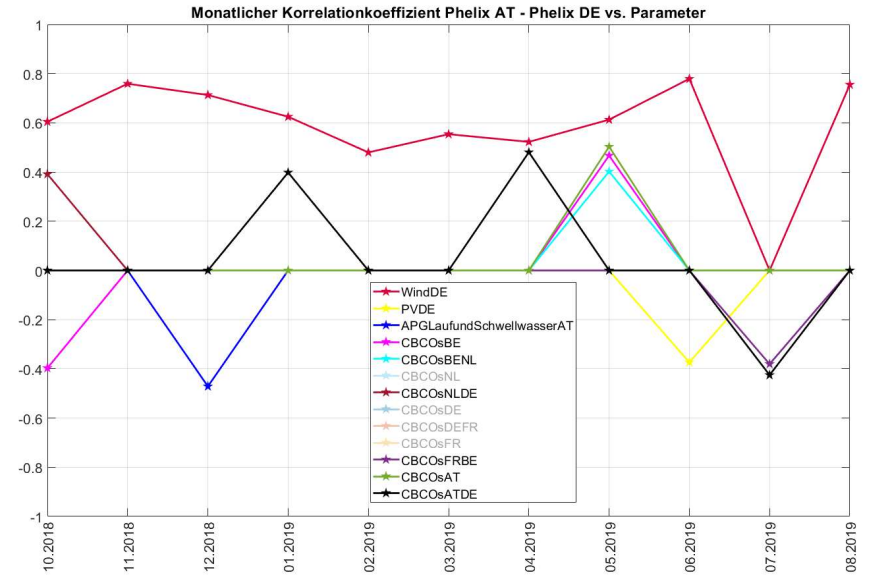
Was korreliert mit dem Spread AT-DE (nicht)?



Winter-Halbjahr



Sommer-Halbjahr

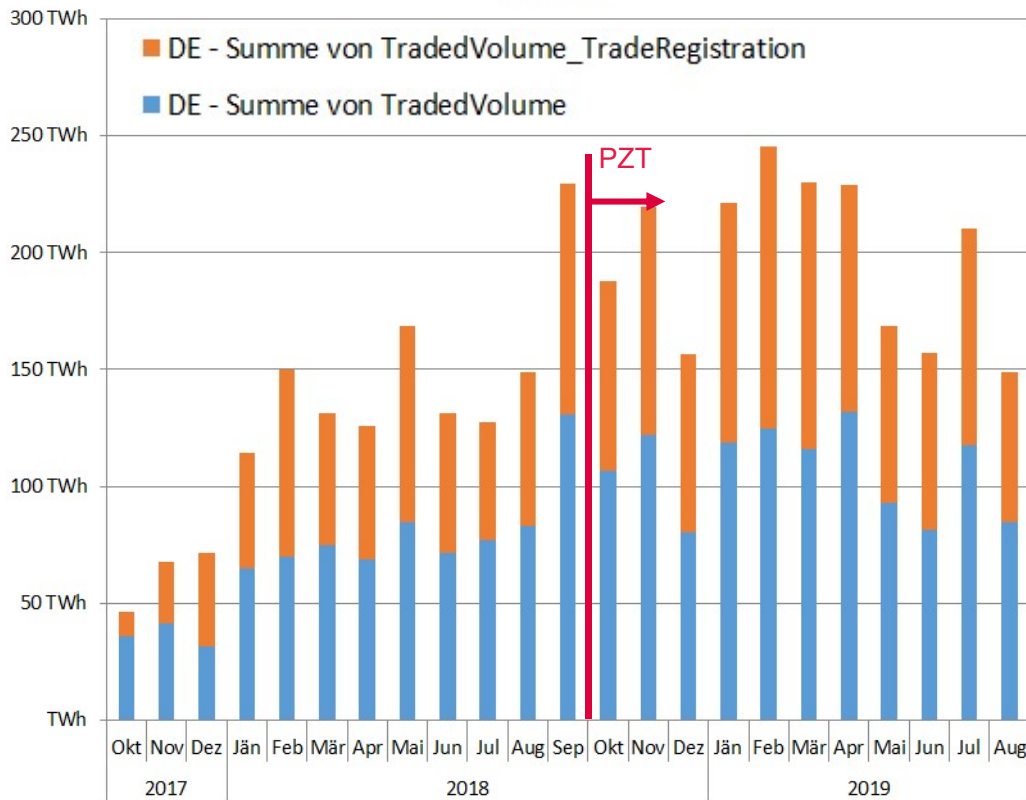


(Quelle: eigene Berechnungen)

Terminmarkt AT – quo vadis?

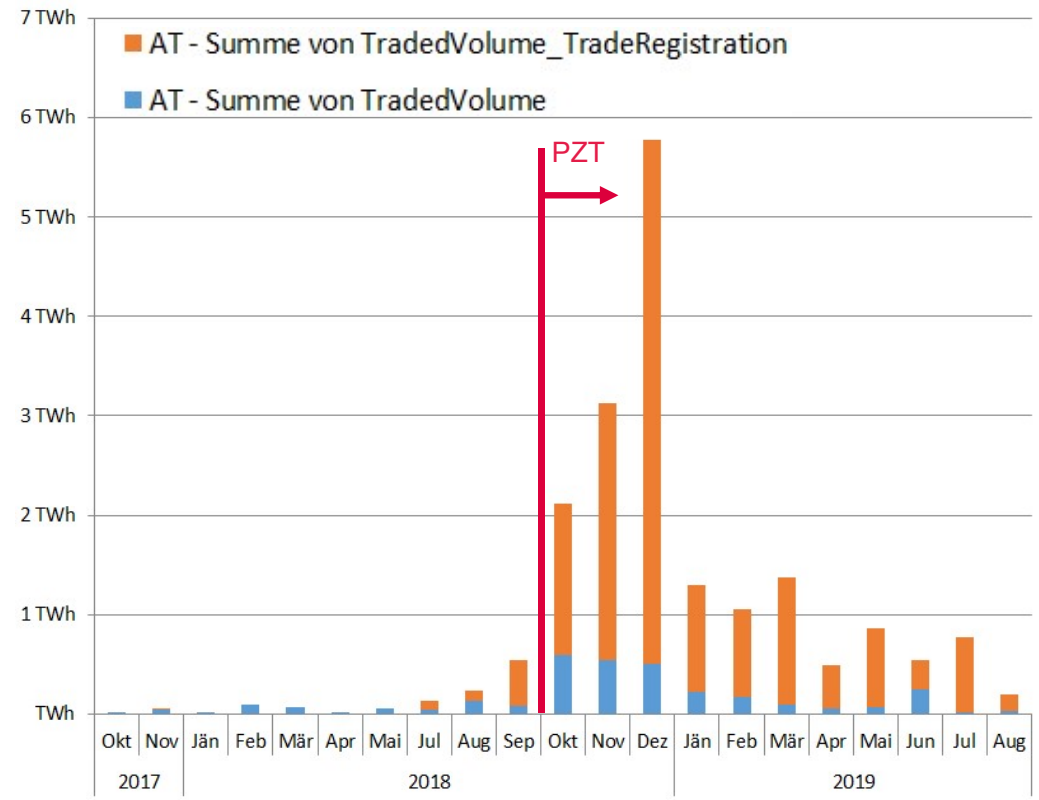
Terminhandelsvolumen DE (PX und OTC-Clearing)

Quelle: EEX



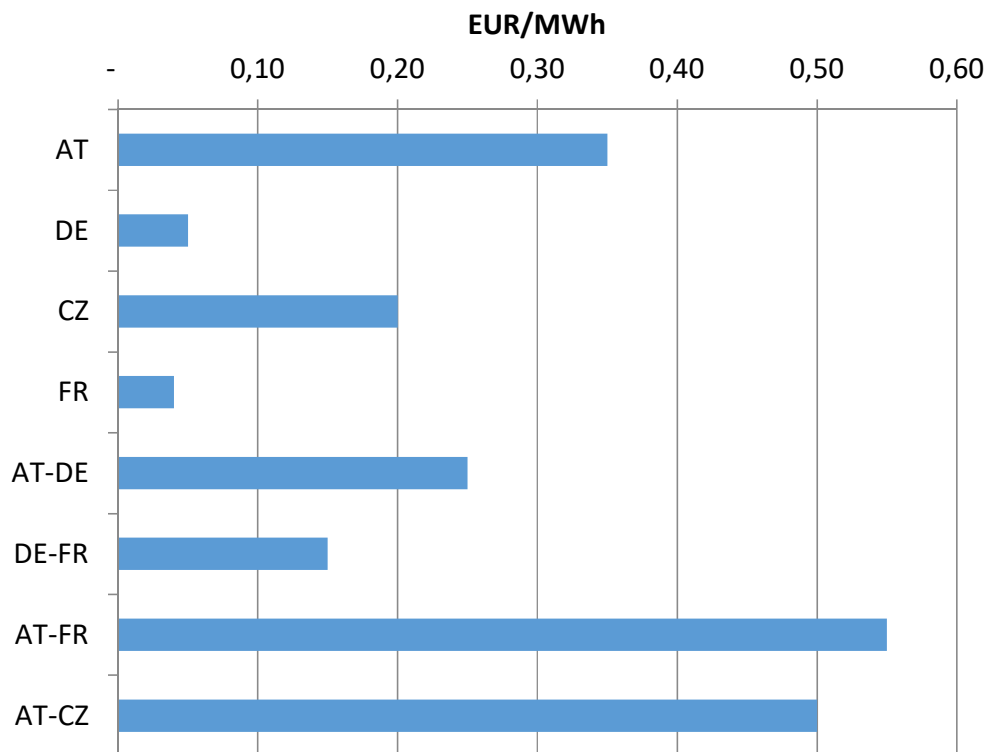
Terminhandelsvolumen AT (PX und OTC-Clearing)

Quelle: EEX



Terminmarkt – Liquidität senkt Kosten des Handels!

Beispielhafte Bid-Ask Spreads für ausgesuchte Märkte
am 24.6.2019 (Base Cal'20)



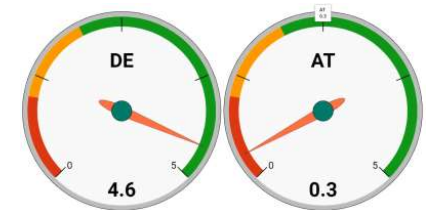
- **Momentaufnahmen!**

- Volumen (PX+OTC-Clearing) / Verbrauch

- DE: 4,6

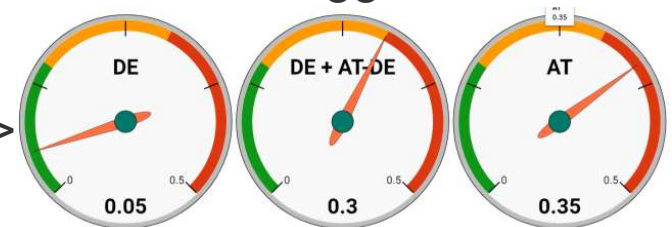
- AT: 0,3

- **DE:AT > 15:1!**



- Höhe der Bid/Ask Spreads begünstigt Handel von **DE + AT-DE** ggü. **AT**

24.6.2019>

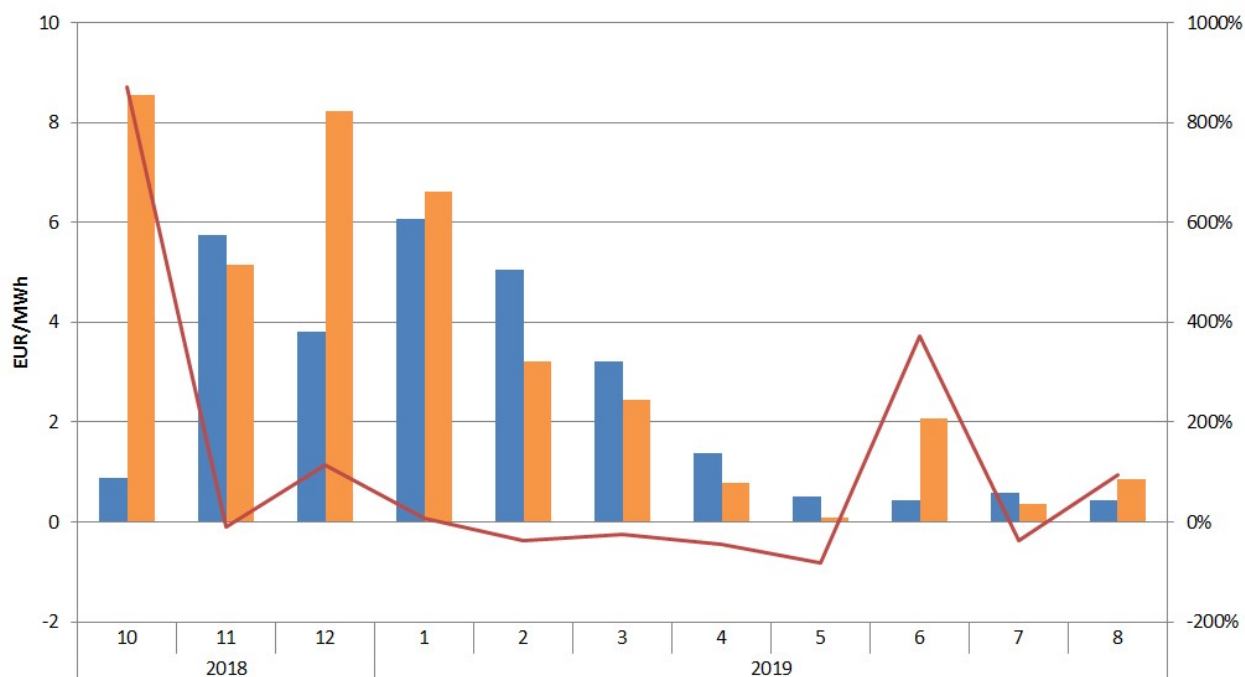


- Transaktionskosten durch Erfüllung in mehreren Regelzonen gestiegen

Joint Allocation Office („Transport“ AT<>DE)

Ergebnisse JAO Monatsauktionen vs. Spotpreis-Differenz vs. PnL-Potenzial

Quelle: JAO, eigene Berechnungen



	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8
	2018			2019							
JAO-Preis	0,88	5,75	3,82	6,08	5,06	3,21	1,37	0,5	0,44	0,59	0,44
AT-DE (Delta Spot)	8,55	5,14	8,22	6,62	3,22	2,45	0,78	0,09	2,08	0,37	0,86
PnL	871%	-11%	115%	9%	-36%	-24%	-43%	-82%	372%	-38%	95%

- Auktionszeitpunkte knapp vor „Lieferung“
- FTR / PTR – level playing field notwendig
- Unterschiedlicher Hedging-Level FTR / PTR
- Wegfall grenzüberschreitender Nominierungen
- Shadow-Auktionen für den Fall des Decoupling – Nominierung dann notwendig

Zusammenfassung und Ausblick

- Keine Verringerung der EPM-Kosten durch Preiszonentrennung erreicht
- Höhere Stromhandelsrisiken im österreichischen Markt über alle Zeitbereiche
- Geringe Liquidität erhöht die Kosten des Handels
- Derzeit kein level playing field im Bereich FTR in CWE (und CEE)
- Transparenz und Performance-Monitoring für EUPHEMIA notwendig
- Kommende Jahre bringen
 - Harmonisierungen in der CORE-Region
 - Umsetzungsschritte CEP
 - nationale Pläne zur Erreichung von Emissionszielen
- Netzausbau unabdingbar für Versorgungssicherheit und im Sinne des Energiebinnenmarkts

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Kontakt

Dr. Paul Kaluza

EnergieAllianz Austria GmbH

+43 1 90410 11001

paul.kaluza@energieallianz.at

