

Auftrennung des deutsch-österreichischen Marktgebiets

„Alles auf Anfang“ oder „Weiter wie gewohnt“?

Daniel Wibmer

TIWAG



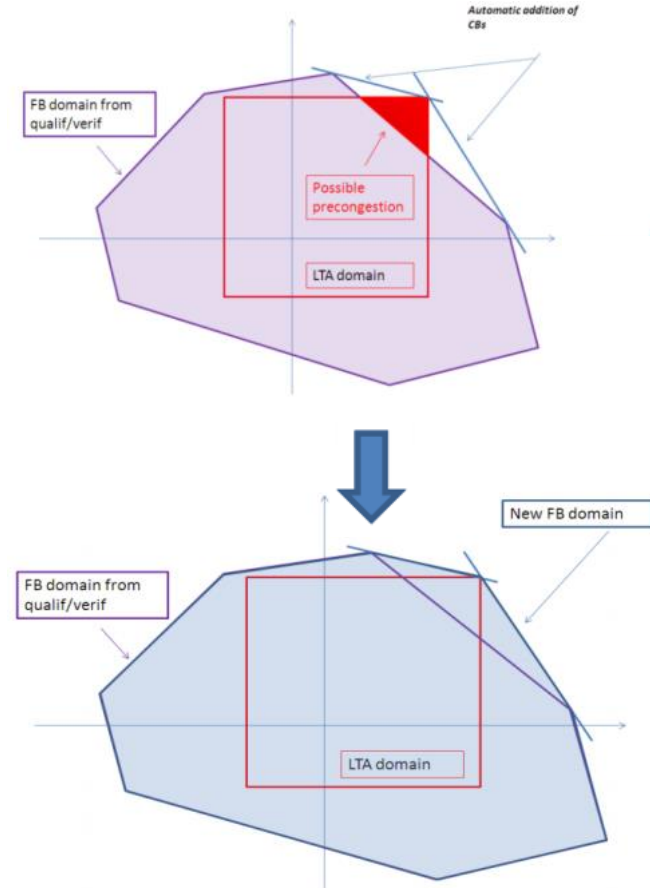
Erstellungsdatum: 13.02.2019

- **Auftrennung** des gemeinsamen deutsch-österreichischen Marktgebiets per **01.10.2018**.
- Dem grenzüberschreitenden Stromhandel sollen **min. 4900 MW** zur Verfügung stehen.
- Auf mehrfache Nachfrage wurde bestätigt: **Mindestens 4900 MW in jeder Stunde!**
- **Kein Erwerb von physischen Übertragungsrechten** möglich.
- Lediglich ein **finanzielles Produkt (FTR)** steht zur Absicherung der Preisdifferenzen zur Verfügung.
- Tatsächliche Übertragungskapazität zwischen DE und AT wird von Euphemia bestimmt.
- Euphemia versucht eine gesamthaft-volkswirtschaftlich-optimale Lösung für CWE zu finden.

Die 4900 MW zwischen Deutschland und Österreich werden über die LTA Inclusion im FBMC gewährleistet, oder?

- Die LTA Inclusion (long term allocated capacity) erhöht die Flow Based Domain. Dadurch sind **theoretisch** min. 4900 MW an Fahrplanflüssen DE>AT möglich.
- Die Preisbildung erfolgt jedoch über **Euphemia**:
 - **Maximierung des „Social Welfare“** (Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrente)
 - **PTDF-Matrizen** als Eingangsgrößen, Netto-Positionen der Länder als Stellschrauben
 - Gleichbehandlung aller Grenzen!
- Die Grenze DE>AT wird wie jede andere Grenze behandelt!

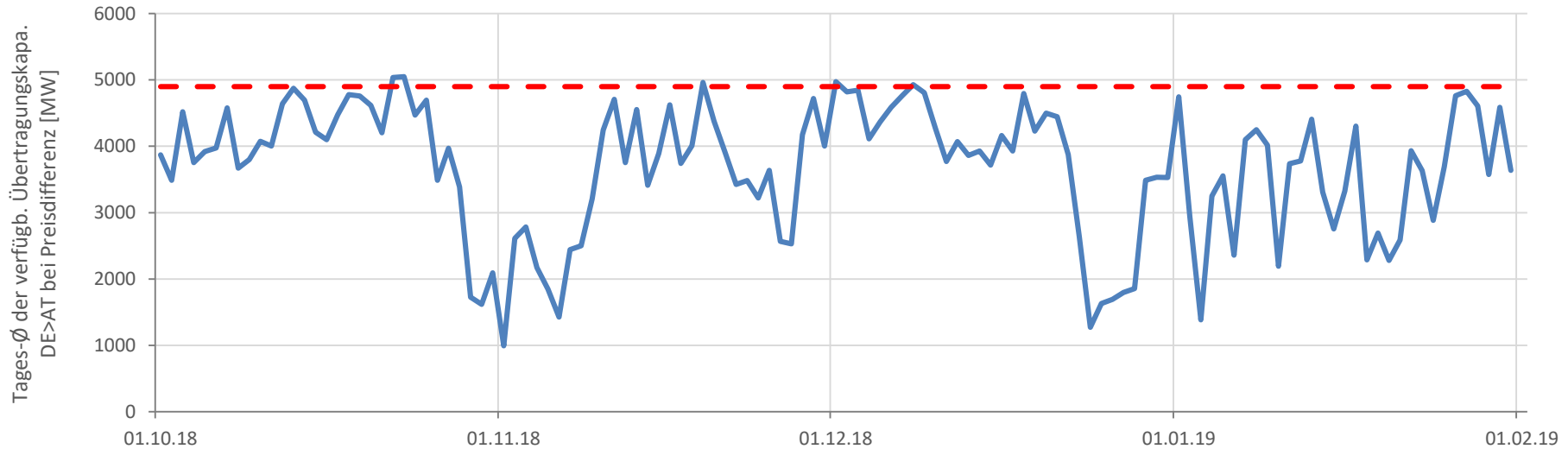
→ Die 4900 MW finden de facto keine Berücksichtigung in der Preisbildung.



Quelle: JAO Homepage, „Documentation of the CWE FB MC solution“

Kernproblem: Dem österreichischen Strommarkt/Handel stehen nur selten die zugesicherten 4900 MW zur Verfügung.

Tagesdurchschnitt Fahrplanfluss DE>AT bei Preisdifferenz



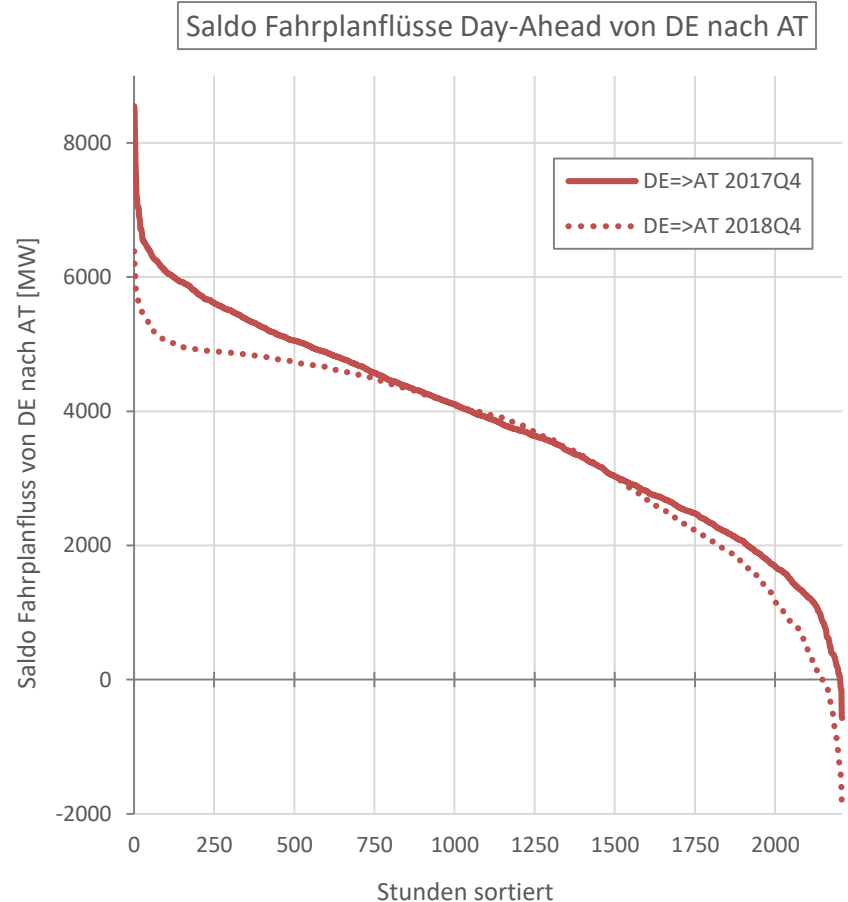
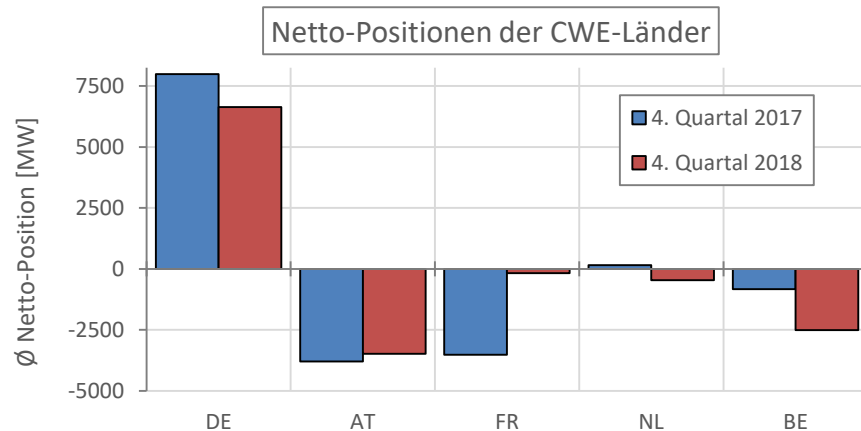
- Preis in AT größer DE: **Zahlungsbereitschaft für weitere Importe vorhanden.**
- Diese werden durch Euphemia jedoch nicht freigegeben → Maximierung des „Social Welfare“!
- An manchen Tagen stehen im Schnitt lediglich 1000 MW an Importe für AT aus DE zur Verfügung.

→ Im Durschnitt lag die Übertragungskapazität bei Preisdifferenz bei 3760 MW (01.10.18 – 31.01.19)

Die Day-Ahead Fahrplanflüsse zwischen Deutschland und Österreich haben gegenüber 2017 deutlich abgenommen.

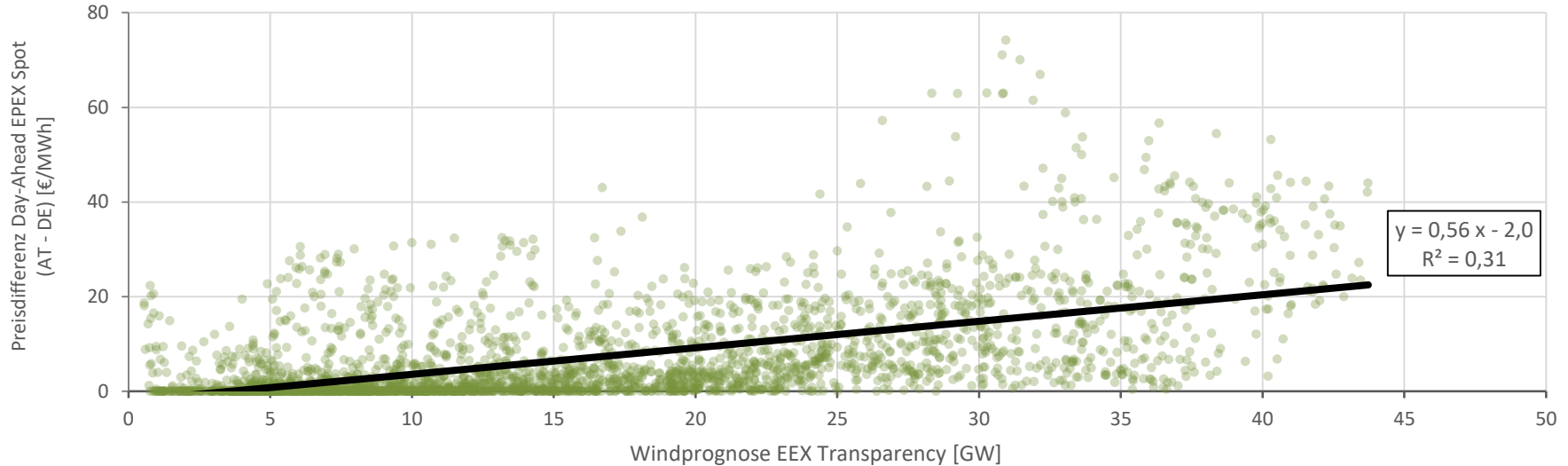
- Im Vergleich zum 4.Quartal 2017 sind vor allem die hohen Fahrplanflüsse zurückgegangen.
- Die Netto-Positionen in CWE haben sich deutlich verschoben.

→ Fahrplanflüsse vor dem 01.10.18 bilden keine belastbare Datenbasis für Prognosen.



Die Preisdifferenzen zwischen Österreich und Deutschland sind in hohem Maße abhängig von der Wettersituation.

Zusammenhang Windprognose DE und Preisdifferenzen



- Eine der wichtigsten Einflussgrößen ist die **Windprognose bzw. –einspeisung in Deutschland**.
- Darüber hinaus bestehen noch zahlreiche **weitere wetterabhängige Einflussgrößen** (Stromverbrauch, Wasserkrafterzeugung, PV-Einspeisung, ...).

→ Die Wetterabhängigkeit stellt einen großen Unsicherheitsfaktor bei der Prognose der österreichischen Strompreise dar.

Die Niederlande erreichte bisher eine höhere Preisgleichheit mit Deutschland als Österreich.

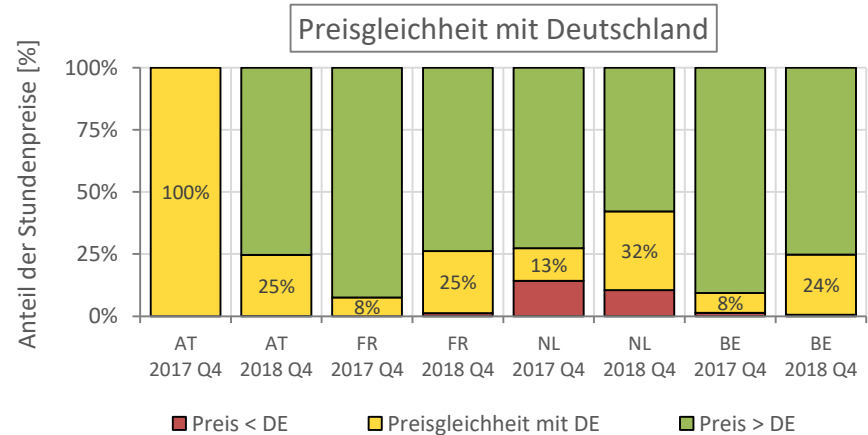
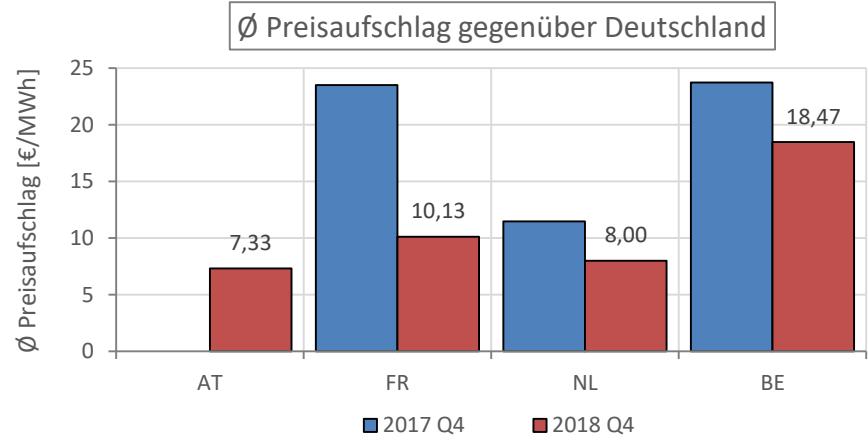
TIWAG

- Im Durchschnitt hatte Österreich im 4.Quartal 2018 ähnlich hohe Aufschläge wie die Niederlande.
- Die Preisaufschläge für Frankreich, Belgien und Niederlande sind gegenüber dem 4.Quartal 2017 zurückgegangen.

→ **Vor allem Frankreich profitiert seit der Marktrennung stärker von den tiefen deutschen Preisen.**

- In „allen“ CWE Ländern stieg die Preisgleichheit im 4.Quartal 2018 gegenüber 2017 an.
- Die Preisgleichheit für Österreich verringerte sich natürlich von 100% auf 25%.

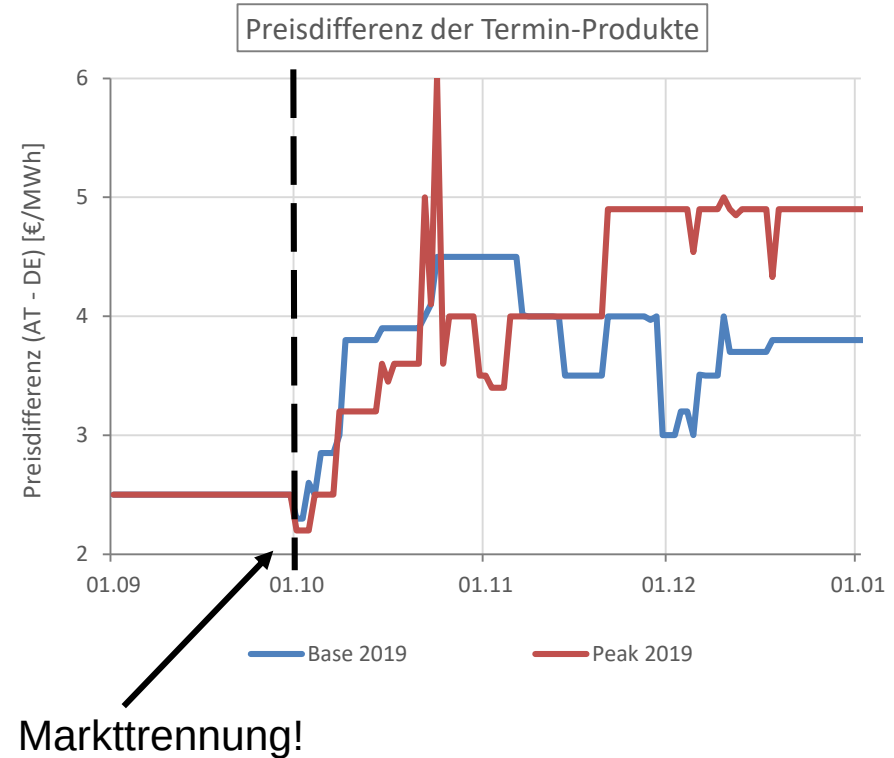
→ **In 75% der Stunden lag der Day-Ahead-Preis in Österreich über jenem in Deutschland.**



Die österreichischen Strom-Termin-Produkte sind geprägt von hoher Unsicherheit und kaum Handelsaktivität.

- Die 4900 MW an Übertragungskapazität waren ursprünglich vom Markt eingepreist.
- Daher wurden **vor dem 01.10.18 nur moderate Preisdifferenzen zwischen AT und DE erwartet.**
- Unmittelbar nach der Markttrennung realisierte der Markt, dass die **4900 MW nicht voll zur Verfügung stehen.**
- Die Preisdifferenzen der **Termin-Produkte (Futures und Forwards)** schossen nach oben.
- Aufgrund der Unsicherheit **geringe Handelsaktivität** (Ø Volumen EEX je Handelstag seit 01.10.2018):
 - Base 2020: 0,69 MW Peak 2020: 0,09 MW

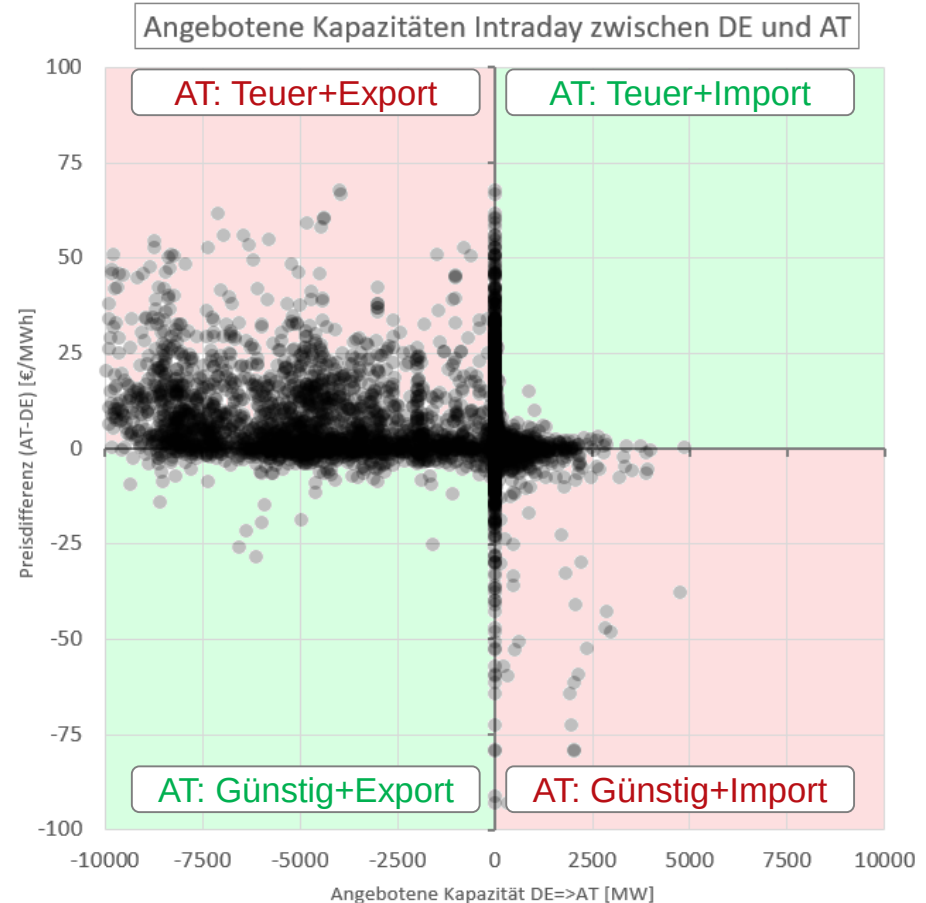
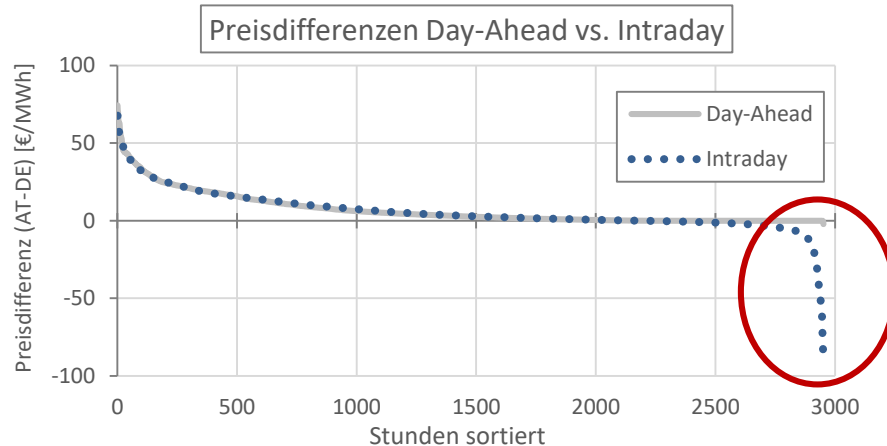
→ Die Marktteilnehmer gingen vor der Markttrennung von anderen Rahmenbedingungen aus



Für den Intraday-Markt in Österreich werden kaum grenzüberschreitende Kapazitäten freigegeben.

- Intraday liegen die Preise in Österreich teilweise stark unterhalb der deutschen.
- Grenzkapazitäten werden Intraday meistens in jene Richtung angeboten, die preislich nicht interessant ist (roter Bereich der Grafik).

→ **Trotz starker Preisabweichungen im Intraday werden teilweise keine Grenzkapazitäten freigegeben.**



- Effiziente Märkte benötigen **klar definierte Rahmenbedingungen**.
 - Dies war bei der Marktauftrennung zwischen Österreich und Deutschland nicht der Fall.
- Unklare Rahmenbedingungen führen zu **großen Unsicherheiten bei Preisprognosen**.
 - Wenig Liquidität in den Forward-Produkten.
- Ohne liquide Märkte gibt es **kaum Hedging-Möglichkeiten**.
 - Risikoaufschläge und zusätzliche Kosten für Industrie und Endkunden.
- Unsicherheit mitunter bedingt durch **mangelhafte Kommunikation** unter den Stakeholdern.
 - Kommunikation und Zusammenarbeit sollte verbessert werden.



Vielen Dank

für Ihre Aufmerksamkeit.

TIWAG

- Folie 3, LTA Inclusion: JAO Homepage, „Documentation of the CWE FB MC solution“, Version 3.0., June 2018, URL: <http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>
- Folie 4: Fahrplanflüsse bzw. Nominierungen von APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Nominierungen>
- Folie 5: Fahrplanflüsse und Netto-Positionen von JAO, URL: <http://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> und APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Nominierungen>
- Folie 6: Day-Ahead-Strompreise der EPEX Spot, URL: <http://www.epexspot.com/en/> und Windprognose der EEX Transparency, URL: <https://www.eex-transparency.com/germany/renewables/>
- Folie 7: Preisaufschläge (Price Spreads) der JAO, URL: <http://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation>
- Folie 8: Future-Preise und Volumen der EEX, URL: <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures/phelix-at-futures>
- Folie 9: Preise Day-Ahead und Intraday der EPEX Spot, URL: <http://www.epexspot.com/en/> und freigegebene Kapazitäten (Intraday Allocation) der APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Allokationen>
- Folie 14: Preise Day-Ahead und Intraday der EPEX Spot, URL: <http://www.epexspot.com/en/> und freigegebene Kapazitäten (Intraday Allocation) der APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Allokationen>, sowie Fahrplanflüsse der APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Nominierungen> und physische Flüsse der APG, URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Lastfluesse>

Beispieltag Donnerstag 24.01.2019: Trotz großer Preisdifferenzen werden keine Intraday-Kapazitäten freigegeben.

- Am 24.01.2019 zeigen sich Day-Ahead Preise für AT und DE quasi idente Preise.
- Intraday steigen die deutschen Preise stark an.
- Es werden lediglich Kapazitäten in Österreich für den Import freigegeben, welche bei einem tieferen Preisniveau in AT jedoch uninteressant sind.

