



# Einführung der Kapazitätsbewirtschaftung an der Grenze AT-DE unter Anwendung von Flow Based Market Coupling

Dr. Maria Aigner, Dipl.-Ing. Christoph Jachmann

IEWT, Februar 2019

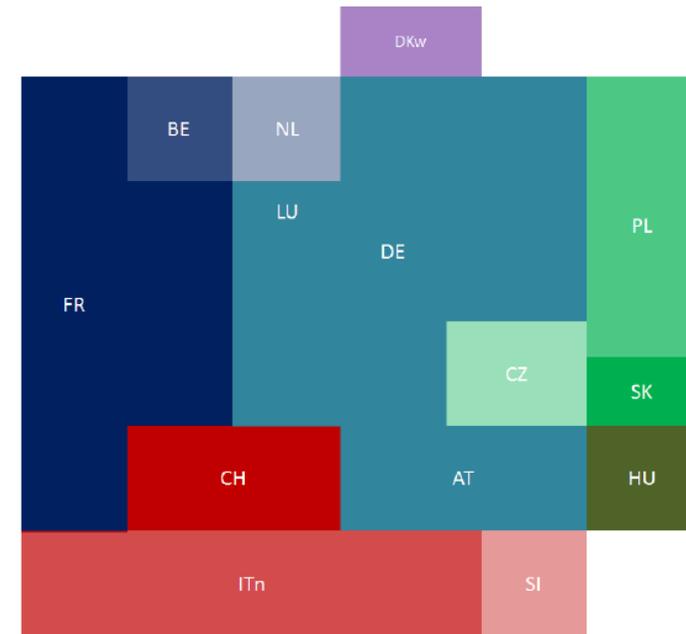
# Inhalt

1. Hintergrund
2. Einführung der Kapazitätsbewirtschaftung
3. Grundlagen Flow Based
4. Erste Ergebnisse
5. Zusammenfassung

**Hintergrund**

# Hintergrund Gebotszonen

- Eine Gebotszone ist das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer Energie ohne (netzseitige) Einschränkungen austauschen können.  
→ **einheitlicher Marktpreis je „Bidding Zone“**
- Handel über Gebotszonengrenzen hinweg unterliegt technisch bedingten Einschränkungen (zu geringe grenzüberschreitende Leitungskapazitäten):  
→ **marktbasierte Kapazitätsvergabe nötig**



Gebotszonenstruktur vor 01.10.18

Quelle: ENTSO-E, Technical Report  
BZ Review Process, 2014

Gebotszonen entsprechen in der Regel historisch bedingt den nationalen Grenzen.  
**Strompreiszone Deutschland/Österreich war europaweit die Ausnahme!**

# Hintergrund: Einigung ECA/BNetzA



## Eckpunkte der Einigung vom 15.05.2017

- Beschränkung des Handels über die Grenze DE/AT ab 01.10.2018
- Minimum Langfriskapazität: 4.900 MW
- Kapazitätsberechnung über CWE Region (Flow Based)
- Bereitstellung von Re-Dispatch in AT zur Absicherung der Langfriskapazitäten
- Lösung zum grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie zwischen DE/AT

### Presseinformation

#### **E-Control: Absicherung deutsch-österreichischen Stromhandels**

*Der Stromhandel zwischen Österreich und Deutschland wird ab Oktober 2018 begrenzt, bleibt aber weiter in großem Umfang möglich*

(Wien, 15. Mai 2017) Der derzeit unbegrenzte Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird mit 1. Oktober 2018 beschränkt. Die Spitzen im Stromaustausch werden zukünftig gekappt, der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten wird jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt (4,9 Gigawatt) Strom durch Langfriskapazitäten vergeben werden. Das entspricht in etwa der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Das sind die Eckpunkte einer Einigung, die zwischen den deutschen und österreichischen Energieregulatoren Bundesnetzagentur und E-Control heute erzielt wurden. „Wir haben damit letztlich ein gutes Ergebnis erreicht“, sagen die E-Control-Vorstandsmitglieder Wolfgang Urbantschitsch und Andreas Eigenbauer. „Der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich bleibt somit weitgehend im vom Markt benötigten Ausmaß offen.“

#### **Zusätzliche Kapazitäten im kurzfristigen Handel**

Im täglichen Handel soll die Kapazitätsvergabe in die Region Central-West, die die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Deutschland umfasst, integriert werden. Dadurch kann sich die vereinbarte Kapazität von 4,9 Gigawatt um kurzfristige Handelskapazitäten erhöhen.

#### **Österreichische Kraftwerke sichern deutsche Netzstabilität und Handelskapazität**

Um die Übertragungskapazität im Netz zusätzlich abzusichern, werden die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder ihre schon bestehende enge Zusammenarbeit weiterführen. Österreichische Kraftwerke werden im Rahmen dieser

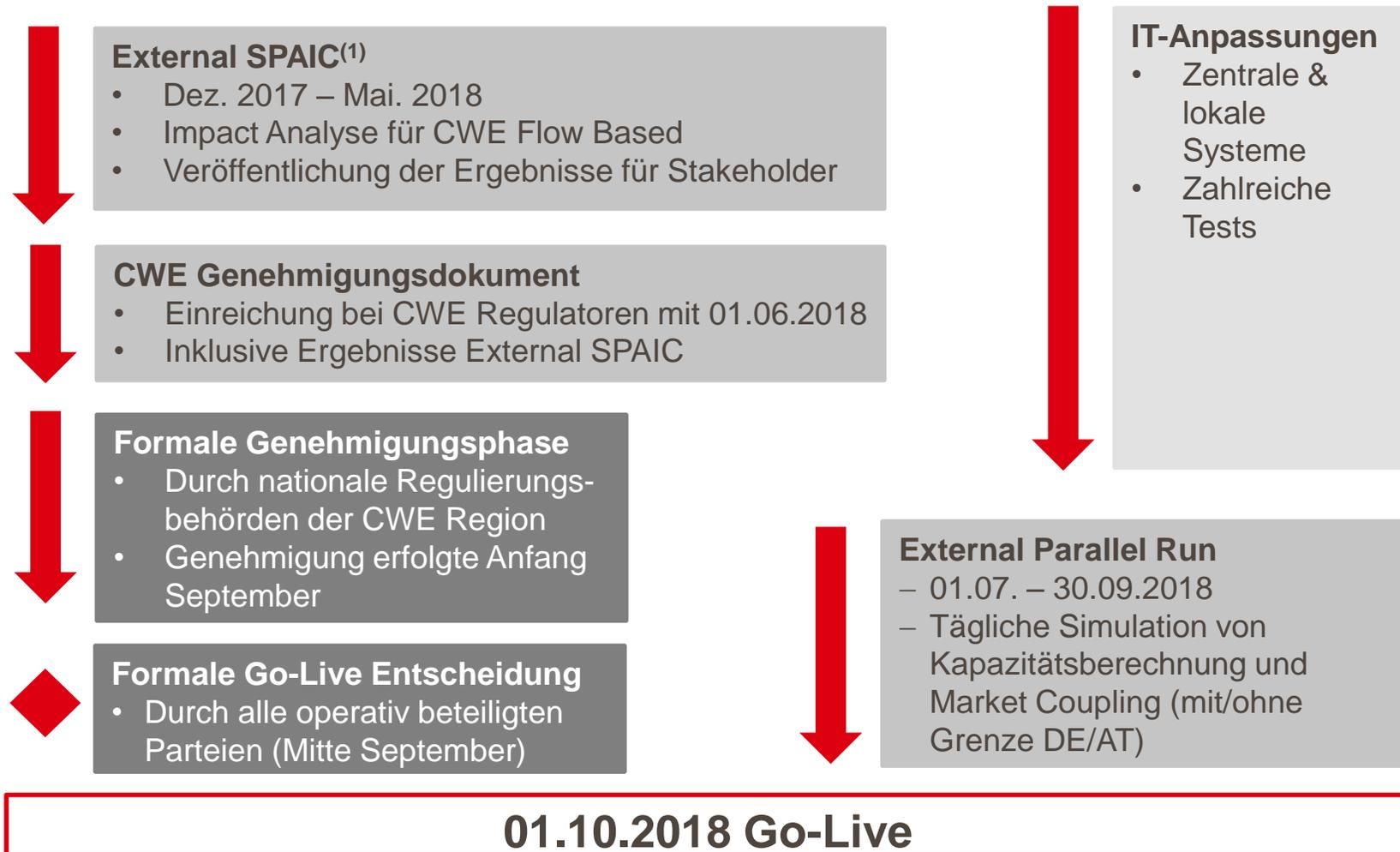


# Einführung der Kapazitätsbewirtschaftung

# Zielmodelle für die Zeithorizonte

<b>LONG TERM</b>	
Explizite Vergabe von 4,9 GW in Form von FTRs	In der Regel werden mindestens 4,9 GW durch langfristige Übertragungsrechte (Monats- und Jahresprodukte) in Form von Financial Transmission Rights vergeben.
<b>DAY-AHEAD</b>	
<b>CWE Flow Based Market Coupling (FB MC)</b>	<p>Die Berechnung der <b>täglichen</b> Kapazitäten erfolgt nach europäischen Vorgaben innerhalb der CWE Region. Bei der Berechnung wird sichergestellt, dass an der Grenze DE/AT auch effektiv Export- bzw. Importmöglichkeiten von mind. 4,9 GW möglich sind.</p> <p>Die Nutzung der Kapazität hängt von den Geboten der Marktteilnehmer in der gesamten CWE Region ab.</p>
<b>INTRADAY</b>	
Kontinuierliche implizite Vergabe (XBID)	Die nach dem Day-Ahead Market Coupling verfügbaren Kapazitäten werden am Intraday Markt vergeben.

# Schritte zur Einbindung der Grenze DE-AT in das CWE FB MC



# Wesentliche Herausforderungen der Umsetzung



- Strikte Umsetzungsfrist (01.10.2018)
  - Terminhandel bereits unter dieser Annahme
  - Auslaufende Verträge der DE-TSOs für Netzreserve
- Komplexes Projektumfeld
  - Regionale und europäische Verfahren  
→Vielzahl an Projektpartnern und Stakeholdern
- Erste Erweiterung des CWE Flow Based Market Couplings um eine neue Grenze
  - Hohes Interesse seitens CWE Partnern und Marktteilnehmern in ganz Europa
  - Komplexes Verfahren



- Intensives und agiles Projektmanagement
- Flexibilität und hoher Einsatz der Beteiligten



- Pro-aktives und umfassendes Stakeholdermanagement



- Umfangreiche Testrechnungen und Simulationen (Ergebnisse öffentlich)



# Grundlagen Flow Based

# Warum Flow Based?

- Grundsätzlich muss zwischen **kommerziellen Handelsgeschäften** (relevant für Stromhandel) und **physikalischen Stromflüssen** (relevant für Netzbetrieb) unterschieden werden.
- Häufig ist Kopplung beider „Welten“ sehr schwach; tlw. hohe Abweichungen zwischen kommerziellen Geschäften und Stromflüssen!

## Bisher:

- Im Großteil von Europa Gesamtwerte pro Grenze → einfacher, meist bilateraler Ansatz
- Große Abweichung zwischen kommerziellen Handelsgeschäften und physikalischen Stromflüssen

## Zielsystem:

- Flow Based wird per EU-Verordnung verpflichtend (CACM\* VO)

# NTC vs. Flow Based Verfahren

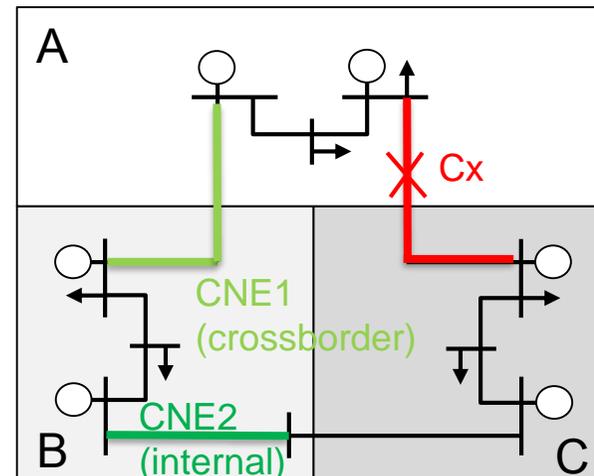
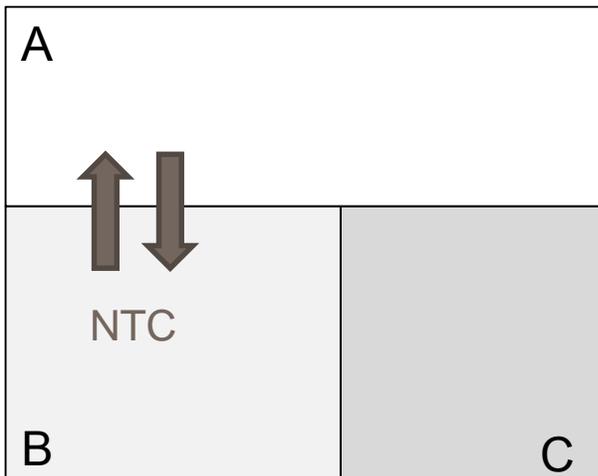
## NTC (ATC)

- Kapazitäten werden pro Grenze berechnet („einfachere“ Berechnung)
- Aufteilung der Kapazitäten zwischen zwei oder mehreren BZ ex-ante notwendig

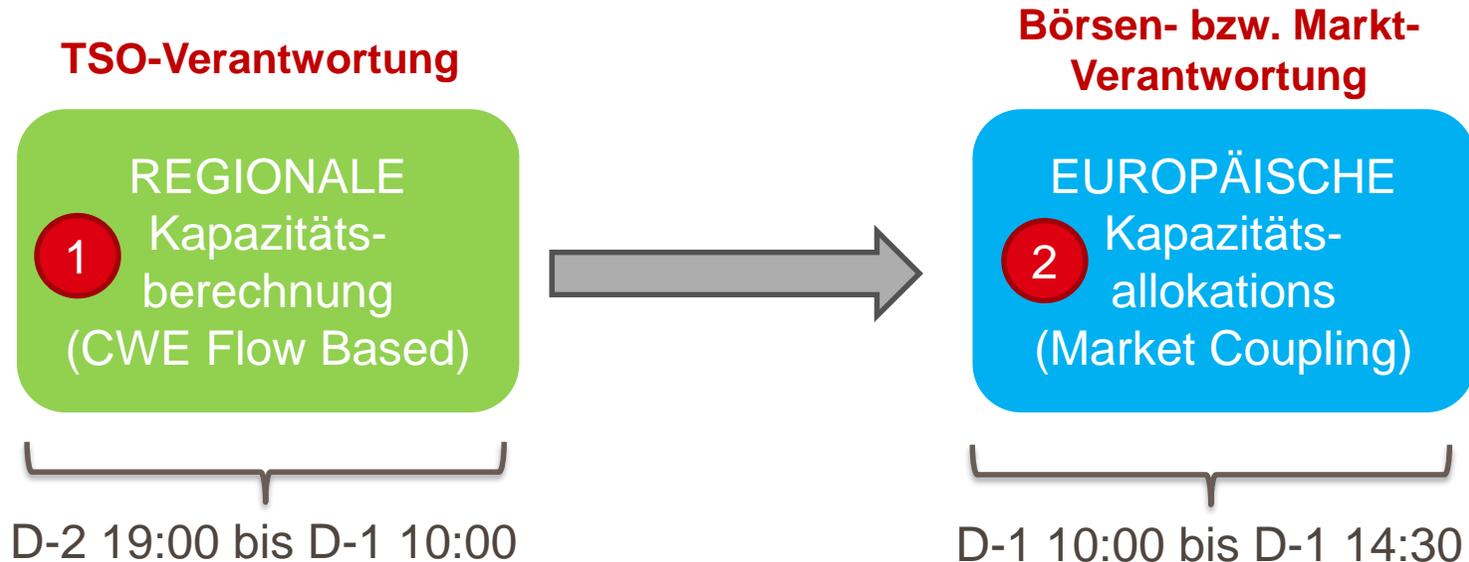


## Flow Based (FB)

- Kapazitäten werden je kritischem Netzwerkelement (CNE) berechnet (komplexe Berechnung)
- CNEs werden abgebildet (BZ-Grenzen rücken in den Hintergrund)
- FB-Ansatz: Physik wird besser abgebildet



# Kapazitätsvergabe im CWE Flow Based Market Coupling



**Kapazitätsberechnung und Market Coupling sind zwei sequenzielle Prozesse!**

# Zusammenspiel zwischen CWE Flow Based und dem europäischen Market Coupling



## TSOs:

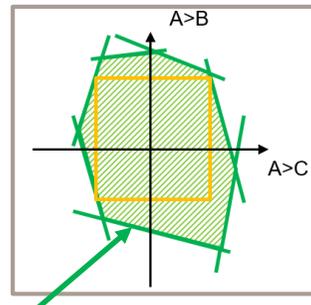
Ermittlung optimaler  
Netzkapazitäten



**1** REGIONALE  
Kapazitäts-  
berechnung

Flow Based in CWE

Verfügbare  
Kapazitäten



Flow Based: Technische  
Möglichkeiten des Netzes

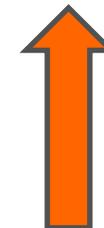
## Börsen / Markt-TN:

Zielfunktion: Europäische Wohlfahrt  
maximieren

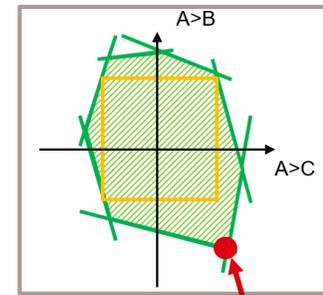


**2** EUROPÄISCHE  
Kapazitäts-  
allokations  
(Market Coupling)

Preise pro  
Gebotszone



Orderbücher  
aller Strombörsen



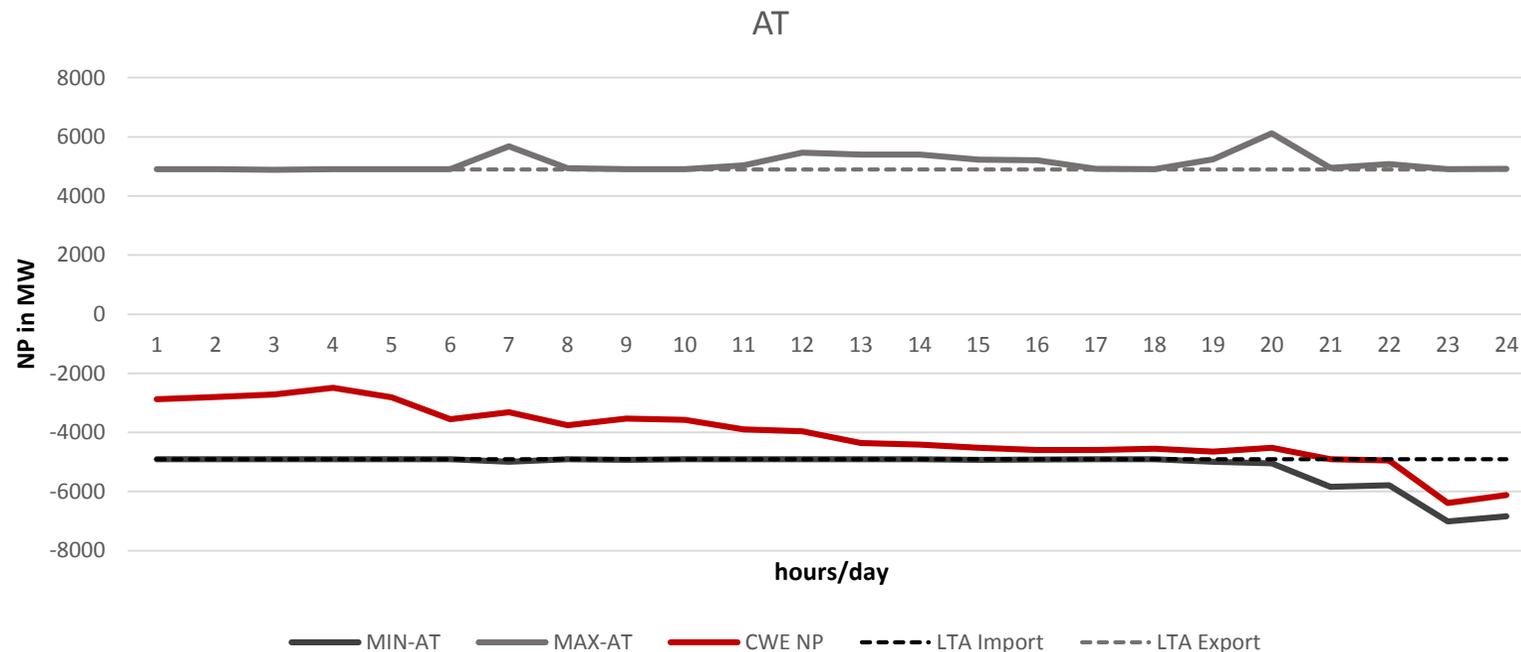
Marktergebnis



# Erste Ergebnisse

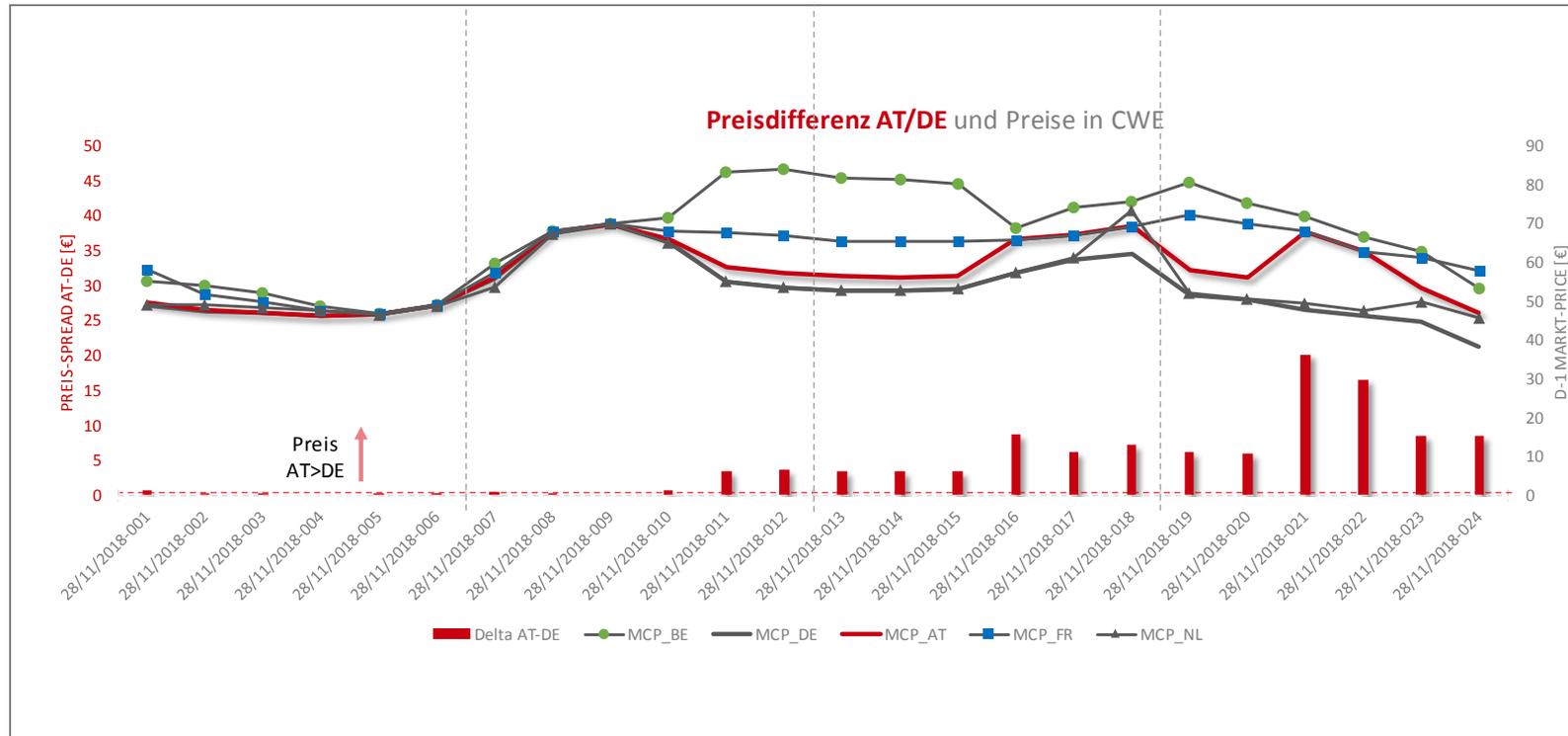
# Kapazitätsberechnung AT 28.11.2018

(Export + / Import -)



- **Max. Exportkapazitäten** von AT sind weitgehend durch die Langfristkapazität bestimmt (4,9 GW), in ausgewählten h liegt diese auch darüber.
- **Max. Importkapazitäten** von AT liegen in einer Bandbreite von ca. 4,9 GW MW bis ca. 7,0 GW.
- Die **CWE NP** von AT (Day Ahead Fahrpläne DE→AT) liegt in einem Bereich von ca. 2,4 GW bis ca. 6,4 GW.

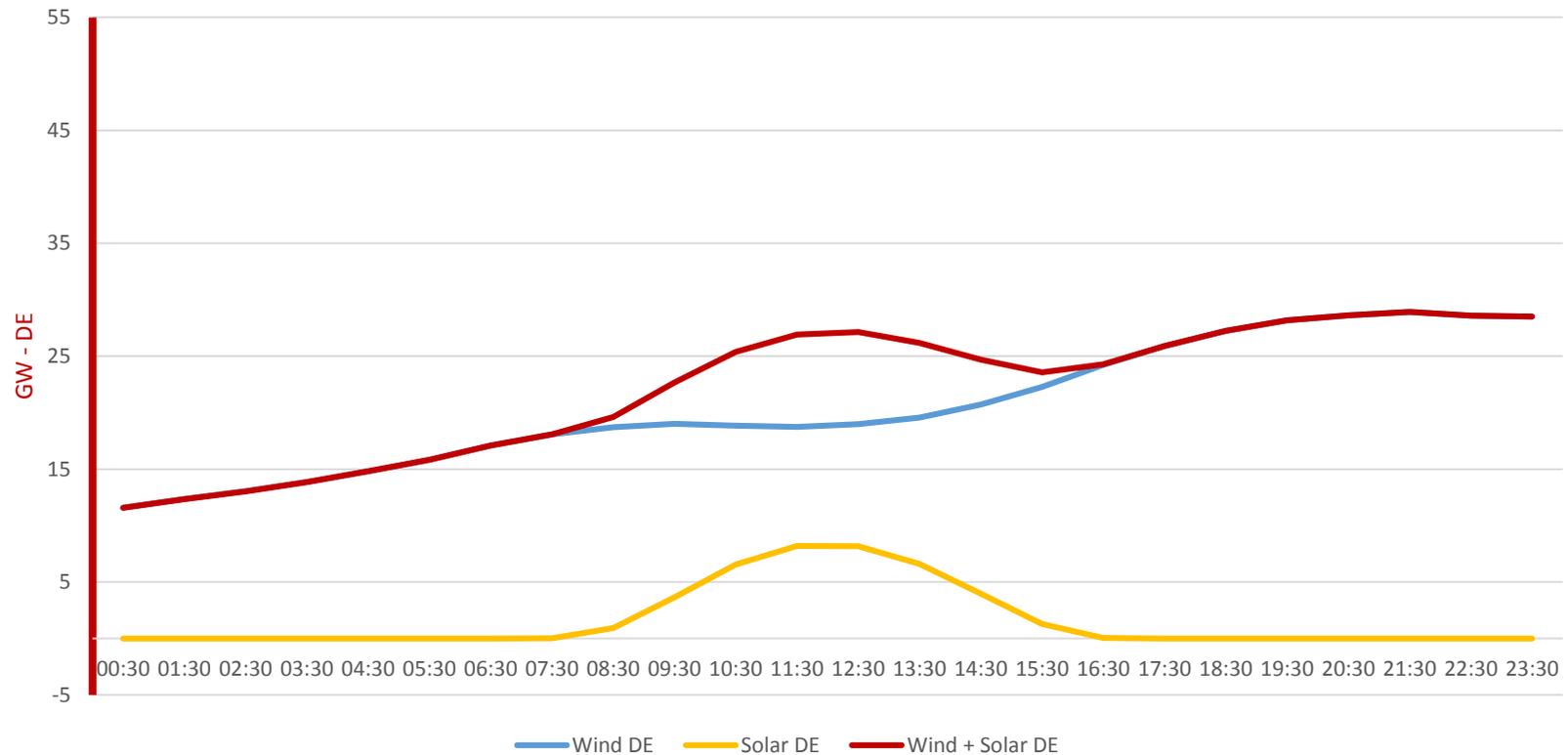
# Marktergebnis 28.11.2018: Day Ahead Multi Regional Market Coupling



- Die durchschnittliche Preisdifferenz beträgt 4,51 €/MWh.

# Prognose der energiewirtschaftlichen Situation 28.11.2019

## Erneuerbare Einspeisung in DE



### Erneuerbare in DE bis 28,9 GW

- Wind in DE bis 28,9 GW
- PV in DE bis 8,2 GW

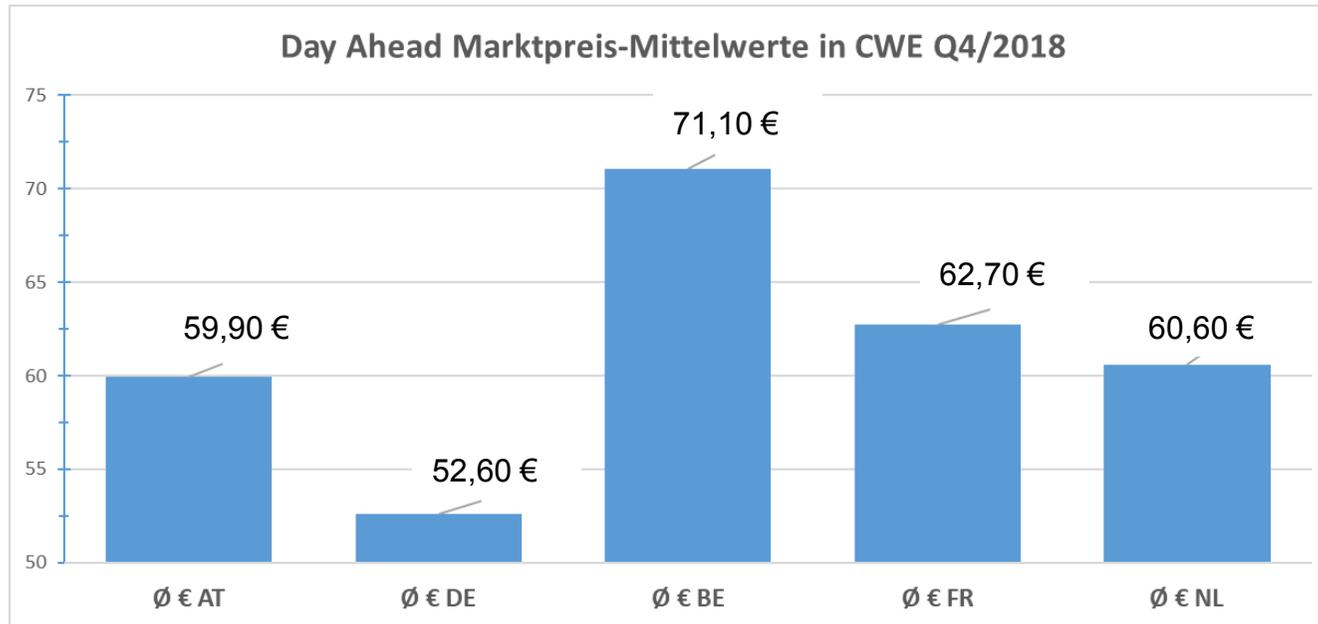
# Ergebnisse Grenze DE-AT Q4 2018

- Die Day Ahead Preise in AT lagen im Schnitt 7,33 € höher als der Preis in DE.
- Für langfristig vergebene Kapazitäten erhielten Marktteilnehmer 4.900 MW zu durchschnittlich 3,48 €/MWh.

<b>Wesentliche Indikatoren aus dem CWE FB MC</b>	<i>min</i>	<i>Ø</i>	<i>max</i>	
Möglicher Austausch DE>AT (Min NP AT)	4900*	<b>5240</b>	9054	[MW]
Import(-)/Export(+) AT<>DE Day Ahead	-6383	<b>-3484</b>	1868	[MW]
Preisdifferenz AT > DE	-2,15	<b>7,33</b>	74,21	[€]
Preiskonvergenz CWE (Anteil Stunden)		<b>23 %</b>		

\*Der Wert der Langfristkapazität (gewöhnlich 4.900 MW) wird als Untergrenze für die FB Berechnung angenommen.

# Ergebnisse CWE FB MC Q4 2018





# Zusammenfassung

# Zusammenfassung I

- Die Kapazitätsbewirtschaftung an der Grenze DE/AT konnte innerhalb kurzer Zeit und gemäß den regulatorischen Vorgaben und Rahmenbedingungen mit 01.10.2018 operativ eingeführt werden.
- Die Prozesse zur Berechnung und Vergabe der Kapazitäten funktionieren seitdem planmäßig und ohne Zwischenfälle.
- Die Ergebnisse für Q4 2018 zeigen, dass der Flow Based Lösungsraum für die Grenze DE-AT im Durchschnitt einen Austausch von über 5,2 GW, mind. jedoch 4,9 GW, ermöglicht.
- Wieviel dieser Kapazitäten auch effektiv an der Grenze DE/AT genutzt werden, hängt von der Marktsituation in der gesamten Region ab.

# Zusammenfassung II

- Kommt es zu Preisunterschieden zwischen AT und DE, so wird der Preis i.d.R. durch Gebote aus AT bestimmt.
- Die Preisdifferenz zwischen AT und DE wird im Wesentlichen durch die Erzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland getrieben.
- Die Ergebnisse des CWE FB MC nach Erweiterung um die Grenze DE/AT sind unter Beachtung der Funktionsweise des MC Algorithmus nachvollziehbar.
- Die Berechnung und Vergabe der Kapazitäten mittels Flow Based Market Coupling wird von europäischen Verordnungen gefordert und stellt das Zielmodell für die Zukunft dar.

**Kapazitätsbewirtschaftung erfolgt mittlerweile regional und europäisch!**

**Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!**