



# GESAMTWIRTSCHAFTLICHE MODELLIERUNG EINES FLOW BASED MARKET COUPLING SYSTEMS INKLUSIVE REDISPATCH



NEUE ANSÄTZE DER MODELLIERUNG DES ENERGIESYSTEMS UND DER PREISE

IEWT 2019, 13.02.2019, Dr. Alexander Kaiser

# ÜBERSICHT

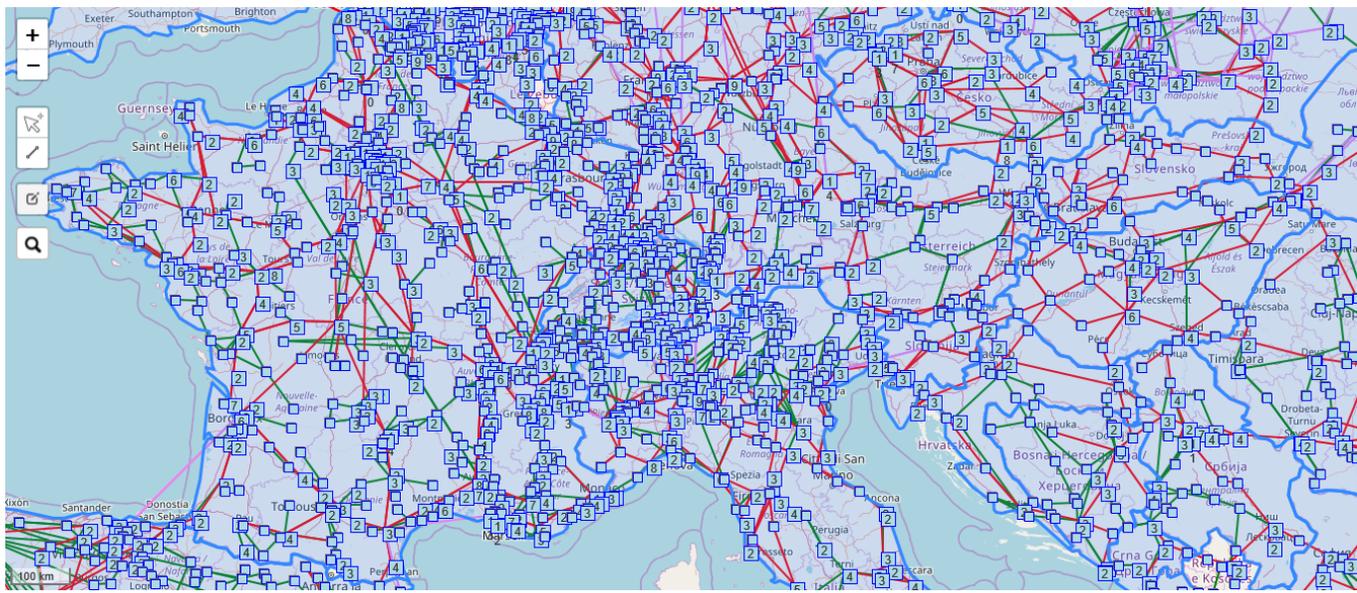
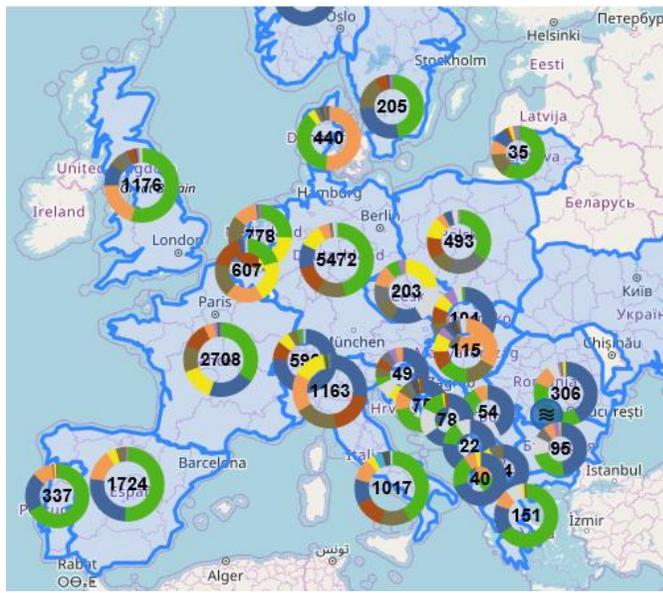
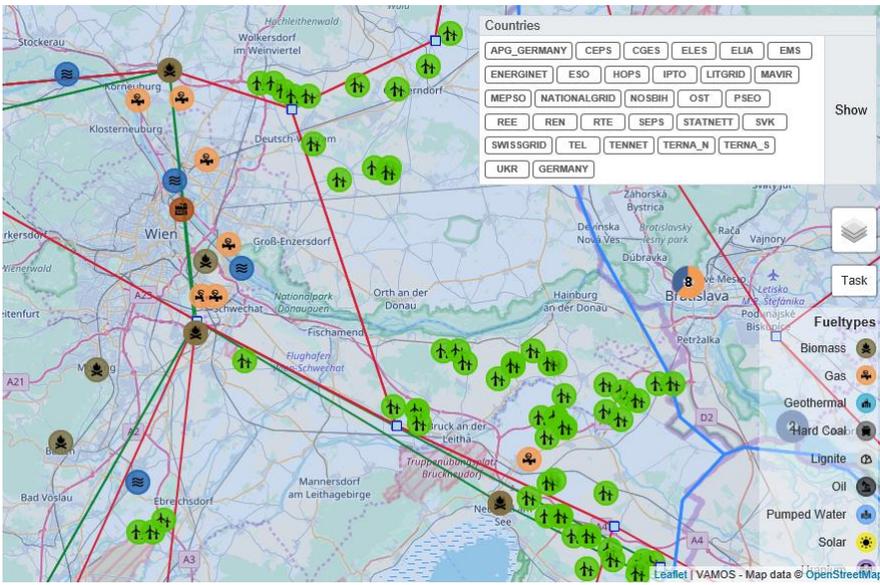


- **Auslöser zur Entwicklung war die Verordnung (EU) 2015/1222 (CACM) Chapter 2 „Bidding Zone Configuration“ & und das Clean Energy for All Europeans Paket**
- **Entwicklung eines APG eigenen Tools zur Analyse der optimalen Marktgebietskonfiguration**
- **Stetige Weiterentwicklung sein Jänner 2013**
- **Windows Enterprise Server(512 GB RAM, 72 logische Prozessoren)**
- **MATLAB 2018b, GAMS 24.8, CPLEX 12.7.0.0,...**
- **Methoden wurden durch einen unabhängigen Auditor (im Auftrag der ECA) auditiert**
- **VAMOS soll von jedem Experten in den diversen Abteilung der APG bedient werden können**



# INPUTDATEN

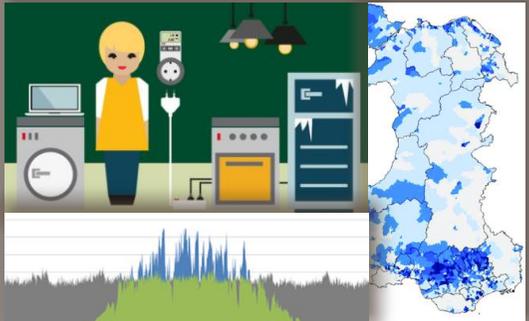
- Hoch aufgelöste Daten (gesamt Europa)  
→ stündliche, nodale Daten
- Kraftwerksdatenbank  
→ Kombination von PLATTS und thewindpower.net  
→ ~20000 Erzeugungseinheiten (min. 1MW)
- Netzdaten für Kontinentaleuropa  
→ ~9000 Knoten, ~12000 Leitungen  
→ DC Verbindungen nach Skandinavien und England



# DATEN GRUNDLAGEN: KEY MESSAGE

Detaillierte Informationen und Charakteristika sind notwendig für eine gute Modellierung

Power Consumption &  
Local Distribution



Infrastructure



Grid

Plants & Storages

RES Development & Weather  
Scenarios



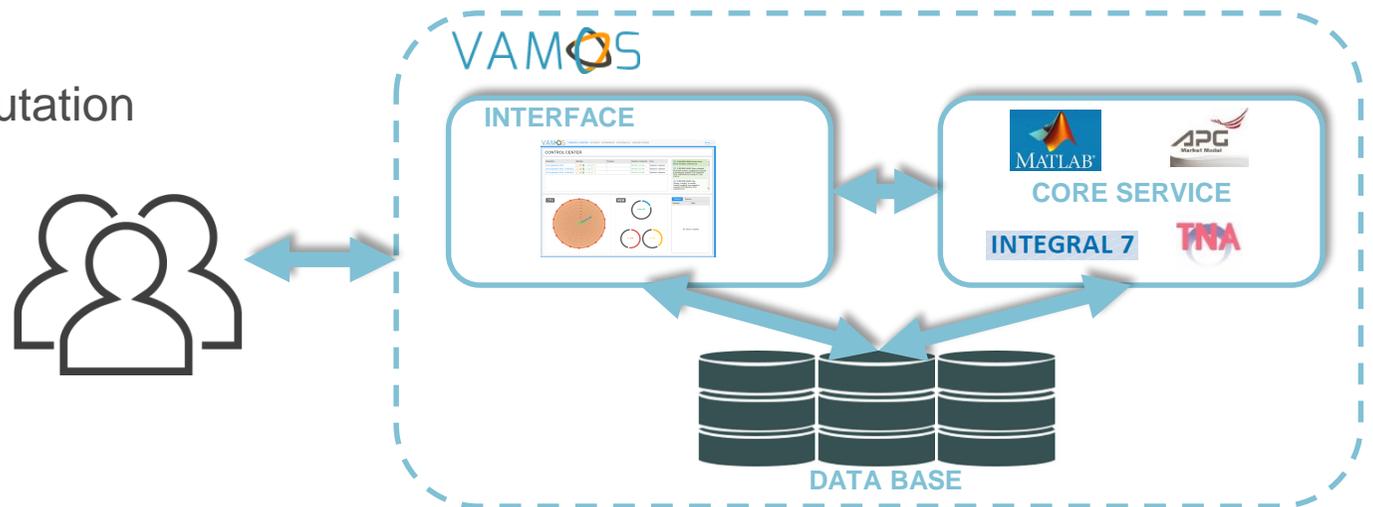
Visions & Commodity Prices



Speziell die  
exakte  
Verortung von  
Erzeugung  
und Last ist  
unbedingt  
notwendig für  
eine Analyse  
von flow-  
based  
Kapazitäten!

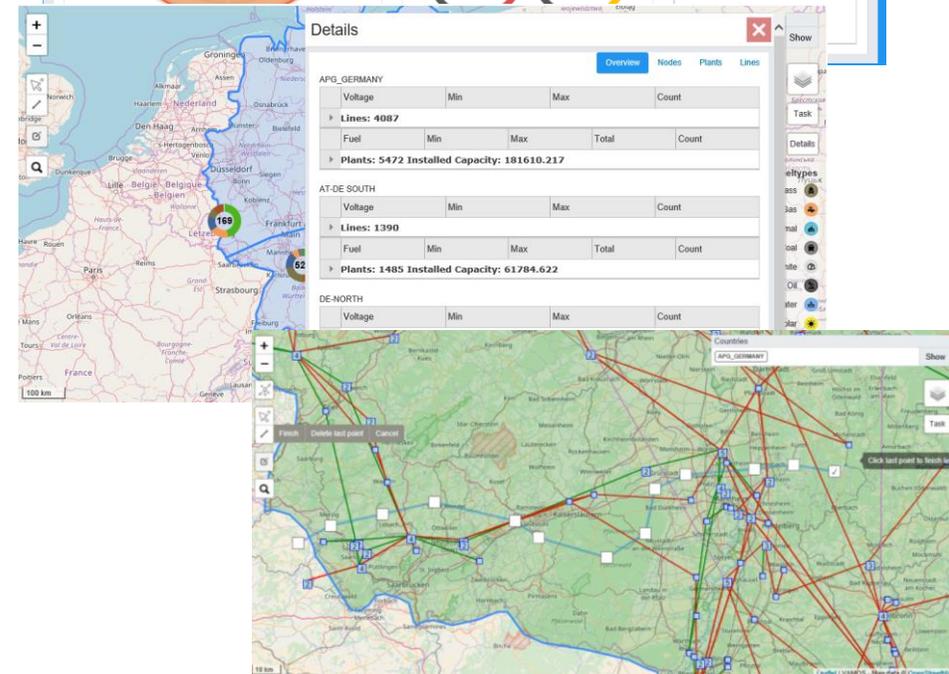
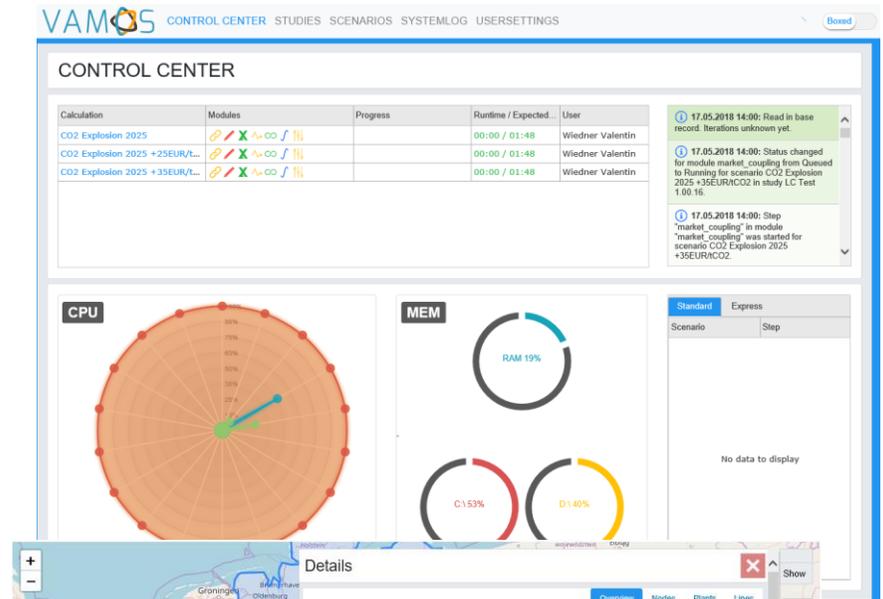
# VAMOS LANDSCAPE I

- **VAMOS verbindet in einem Web-GUI die diversen Softwaremodule um eine integrierte Lösung für eine umfassende Analyse zu bieten**
  - ✍ Modelling input data & setting up scenarios
  - 🔧 Capacity calculation
  - 🔗 Market coupling (entweder NTC basierend oder flow-based)
  - 📊 Loadflow analysis
  - ∞ Loopflow analysis
  - 📈 Redispatch computation

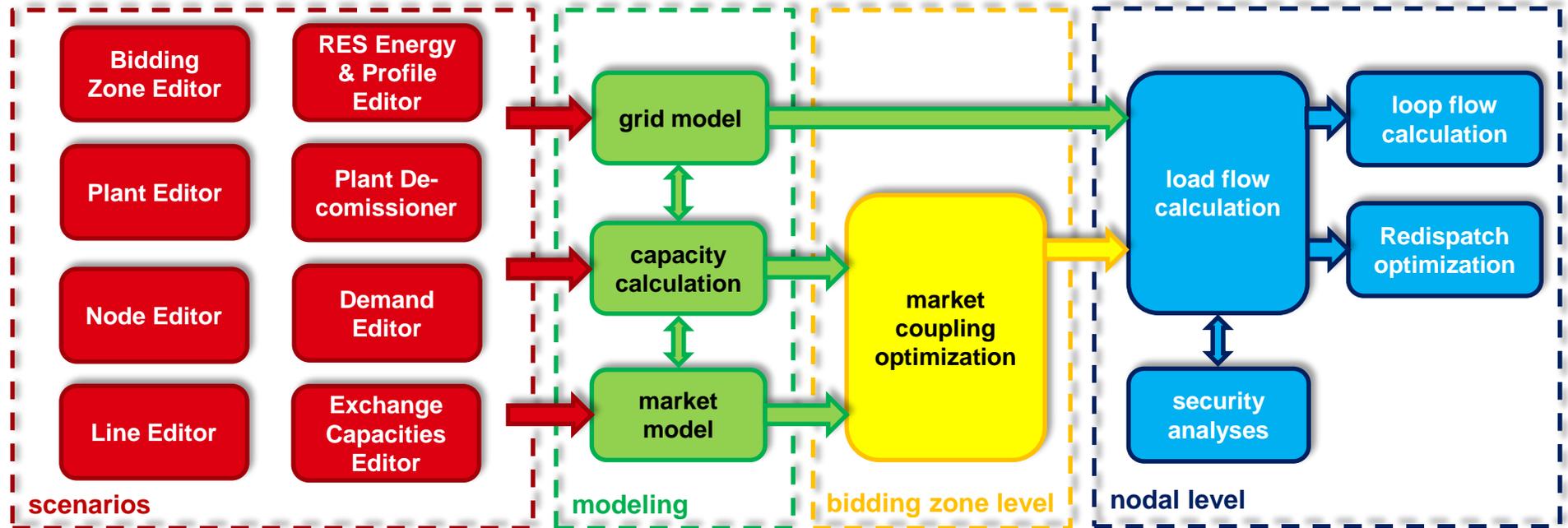


# VAMOS LANDSCAPE II

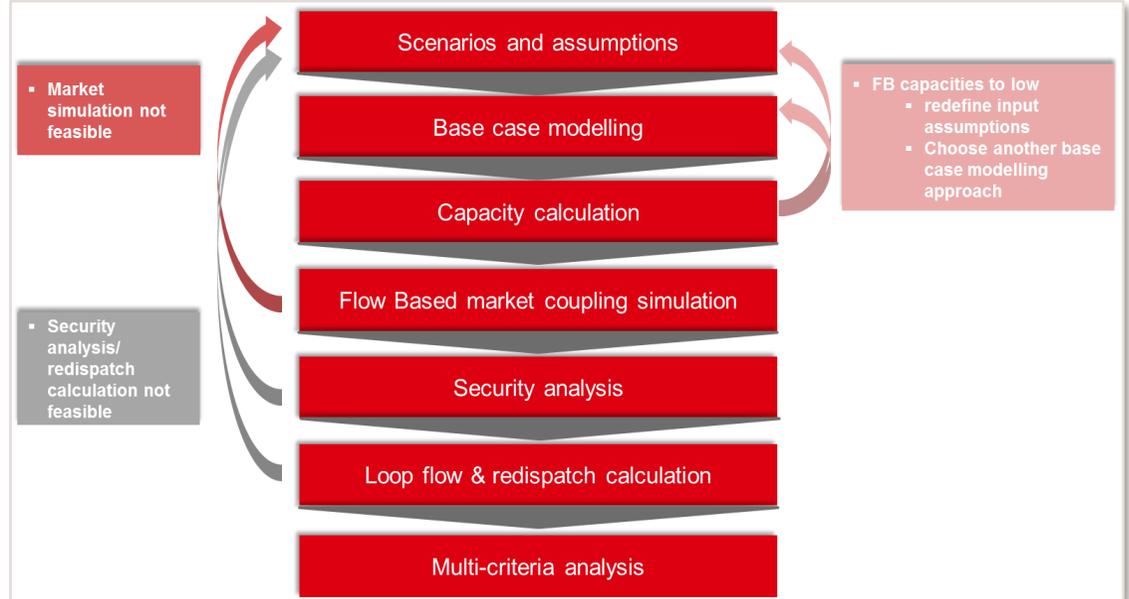
- **Web-Browser basierendes User Interface.**  
Alle Software Tools laufen zentral auf einem leistungsfähigen Server.
- **Vorteile:**
  - Leichter Zugang
  - Leichte Lizenzierung der Software
  - multiple Users und Szenarios gleichzeitig
- **VAMOS Architektur kann leicht um zusätzliche Hardware erweitert werden**



# PROCESS CHAIN



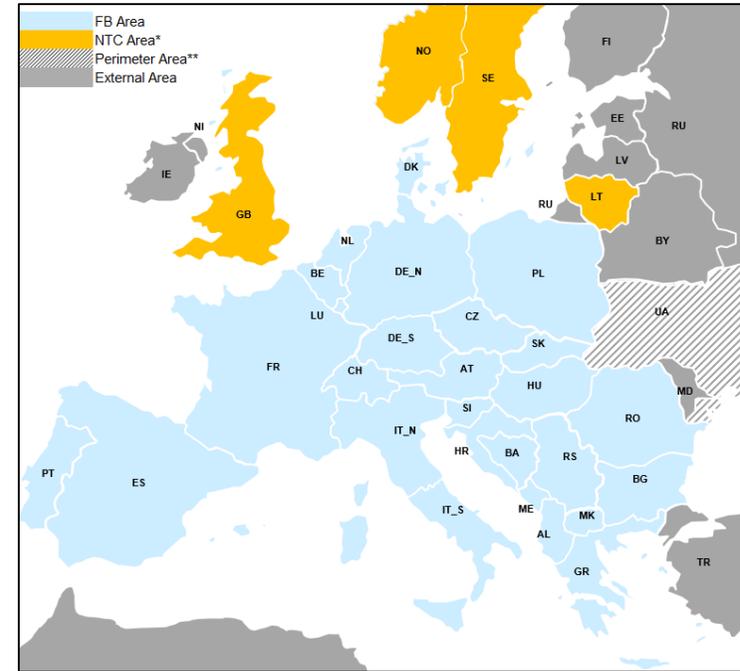
## Feedback Loops



# Basecase – Modellierung & Flow Based Kapazitätsberechnung



- Base Case Bestimmung
  - Netz-Ausgangspunkt/Netzvorbelastung für die Bestimmung der FB Kapazitäten
  - Verschiedene Ansätze vorstellbar (Initiale MC Optimierung, LMP Optimierung)
  - Herausforderung: Nodale Zuteilung von Erzeugung und Last
- Netztopologie
  - Selektion von kritischen Netzelementen (critical branches & critical outages – CBCOs)
  - Berechnung von **Power Transfer Distribution Factors** (PTDF-Matrizen)
- Ausgehend von Base Case Simulationen
  - Berechnung von Generation Shift Keys (GSKs)
  - Berechnung von Available Maximum Flow (AMFs) od. Remaining Available Margin (RAM) pro CBCO



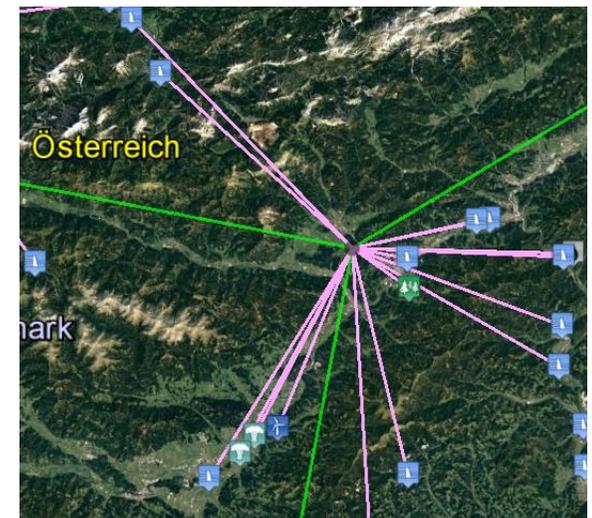
\* Simplified grid representation within NTC Area; Linked to FB area via Standard Hybrid Coupling

\*\* Exchange (PL<->SK<->HU<->RO) taken into account via synchronous area West-Ukraine

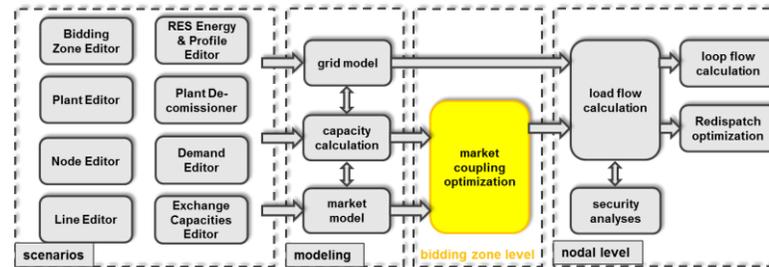
# Basecase – Modellierung & Kapazitätsberechnung



- Schlüsselpunkt Zuordnung von Erzeugung und Last zu einzelnen Netzknoten
  1. Automatischer Algorithmus
    - Lasten: Georeferenziert >> LAU2 Daten (Eurostat)
    - Kraftwerke: Geografische Nähe zu
  2. Extraktion aus Netznutzungsfällen (D-2, DACF Modelle)
    - Bereinigung der „versteckten“ Erzeugung bzw. der Netting – Effekte
    - Detaillierte historische Zeitreihen von RES nötig
  3. Expertenbasierte Verteilung
    - Studien
    - Datenabfrage / TSO Daten
    - Veröffentlichte Daten



# Market Coupling



- Strommarkt Fundamentalmodell
  - Zielfunktion > minimale Produktionskosten
  - Perfect market competition / Perfect (weekly) foresight
- Stunden-, kraftwerks- und knotenscharfe Inputdaten
- Modellierung RES Zeitreihen basierend auf historischen Daten / Klassen von Wetterjahren
- Verschiedene Möglichkeiten der Modellarten: Flow Based, NTC Based Market Coupling
- Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung von
  - Anfahrtskosten, Anfahrtsrampen,
  - minimalen Stillstands-/Betriebszeiten,
  - Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten,
  - Revisionsplanung aller Kraftwerke
- Pumpspeichermodellierung: Tages- und Wochenspeicher mit hinterlegter vormodellierter Jahresspeichercurve

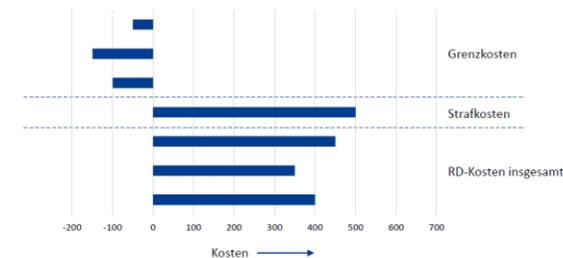
## Durchführung

- Berechnungen erfolgten in INTEGRAL 7
- 1. Schritt: Optimierungen der übertragenen Leistung von HGÜ-Leitungen
  - Verringerung der Netzbelastung
  - Übernahme der Berechnungsergebnisse
- 2. Schritt: RD-Berechnung
  - Für jeden Erzeuger müssen folgende Informationen vorliegen:
    - Min. und max. Einspeisungsgrenzen
    - Fahrplanleistung
    - Betriebszustand
    - Grenzkosten, Strafkosten
  - Für Lasten muss der jeweilige Verbrauch gegeben sein
- Durchführung Lastflussoptimierung
  - Unter Beachtung von zur Verfügung gestellten Critical Branches und Critical Outages (CBCO's) aus der Marktsimulation
  - Ergebnis beinhaltet RD-Mengen und -Kosten von Kraftwerken und Phasenschieber Transformatoren (PST's)

 Problem der Aufteilung der Kosten auf Marktgebiete

### Kosten bei negativem Redispatch

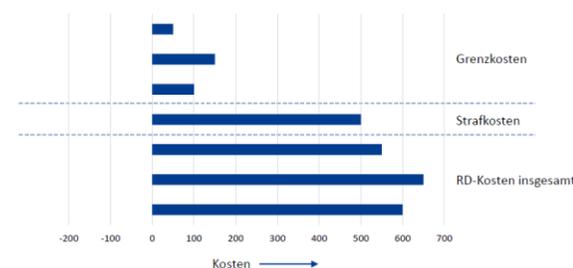
Kraftwerkskosten



- Grenzkosten führen zu einer Reduktion der RD-Kosten
- Einsatz von Kraftwerke mit hohen Grenzkosten für negativen Redispatch besonders sinnvoll

### Kosten bei positivem Redispatch

Kraftwerkskosten



- Grenzkosten führen zu einer Verstärkung der RD-Kosten
- Einsatz von Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten für positiven Redispatch besonders sinnvoll
- Kraftwerkseinsatzreihenfolge genau umgekehrt wie im negativen RD

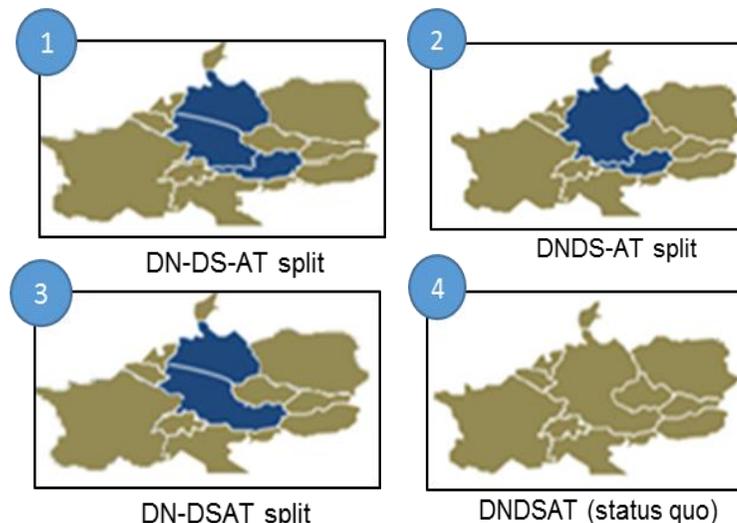


APG

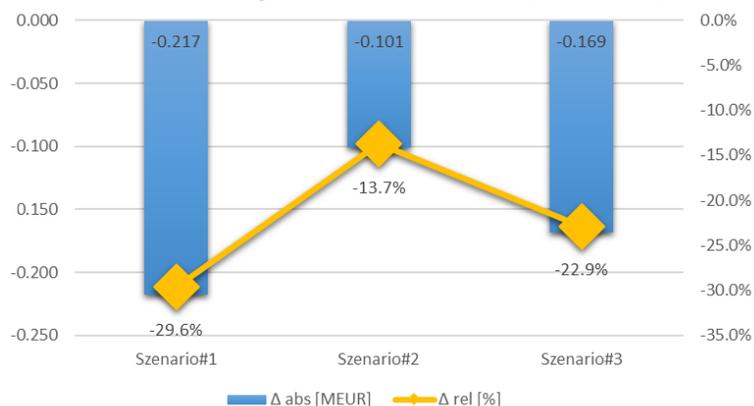
# Aktuelle Bidding Zone Untersuchung – Ergebnisse für SEE Raum mit flow-based Modellierung

## Annahmen:

- Zeithorizont 2025
- Geplantes Netz 2025, Rohstoffkosten, Infrastruktur Erzeugung / Speicherung basierend auf dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016
- 8691 Knoten, 11085 Leitungen, 1270 Transformatoren, 113 Phasenschieber Transformatoren, 19114 Kraftwerke
- ~2500 CBCO Paare (abhängig vom Presolver)



## Total Change in RD Cost [BEUR]



CONSUMER BILL [MEUR]	Scenario #1-#4	Scenario#2-#4	Scenario#3-#4
BOSNIA AND HERZEGOVINA	21,4	19,5	25,3
BULGARIA	1,9	-1,5	-1,1
CROATIA	16,0	25,7	25,5
GREECE	56,7	47,3	67,2
HUNGARY	50,7	40,7	78,1
MACEDONIA	7,7	5,4	10,5
MONTENEGRO	-0,4	-1,5	1,9
ROMANIA	43,5	34,7	43,5
SERBIA	33,7	24,1	47,6
SLOVENIA	20,3	21,1	40,3

Jede Änderung zum Status vor dem 1. Oktober 2018 bringt für fast alle Länder Verschlechterungen!

# Bisher durchgeführte Studien (NTC basierend)

- Wirtschaftliche Machbarkeitsstudie zu einer neuen Grenzleitung AT – IT
- Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Teilung des AT-DE Marktgebietes (gemeinsam mit IWI)
- Abschätzung der Allokationserlöse an der neu eingeführten AT-DE Grenze
- Auswirkungen durch die AT-DE Markttrennung auf die SEE Region



# Ausblick



- **für was kann VAMOS genutzt werden...**
  - Beurteilung zu zukünftigen Marktgebietsteilungen (zB DE)
  - Analyse von Projects of Common Interest (PCI)
  - CBCA Berechnungen
  - Abschätzung von Loop-Flow Effekten
  - Auswertungen zu Netzausbau und Speicherausbau
  - Änderungen im Markt Design
  - Beurteilung von CO<sub>2</sub> Zielen
- **Verbesserungen...**
  - Implementierung von Non-Costly Remedial Actions im Market Coupling (DC-lines, phase shifters)
  - Integration von Power to Heat, Power to Gas, Batterien
  - Integration verschiedener Wetterszenarien
  - Nodal Pricing Algorithmen





## Alexander Kaiser

Market Management (UMM)

mailto: [alexander.kaiser@apg.at](mailto:alexander.kaiser@apg.at)

office: +4350320/ 56151