

# Gekoppelte Netzmodellierung Strom und Gas – Teil 1

Entwicklung eines Kohleausstiegsszenarios für das deutsche Höchstspannungsnetz und Simulation des Lastflusses

Teilvorhaben im Verbundprojekt MathEnergy

Paul Anton Verwiebe

TU Berlin

Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement

[verwiebe@tu-berlin.de](mailto:verwiebe@tu-berlin.de)



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Ziel des Teilvorhabens „Gekoppelte Netzmodellierung Strom und Gas“



Ziel des Teilvorhabens ist die Entwicklung einer Methode zur sequenziell gekoppelten Simulation von Strom- und Gasnetzen

## Übersicht zum Vorgehen auf der Stromseite

1. Erstellung von Szenarien
2. Durchführung der Lastflusssimulation (statische Netzberechnung)
3. Bereitstellung relevanter Datensätze für Gasnetz- und dynamische Stromnetzsimulation



Szenarioerstellung

Datenexport für weiterführende Netzmodellierung

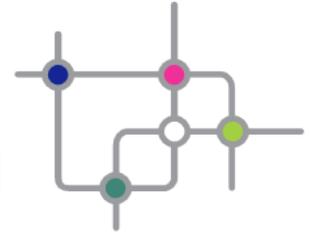
Weiterentwicklung der Toolchain

Bereitgestellte Tools und Datensätze für das Konsortium

## Auswahl eines (Strom-)Netzdatensatzes

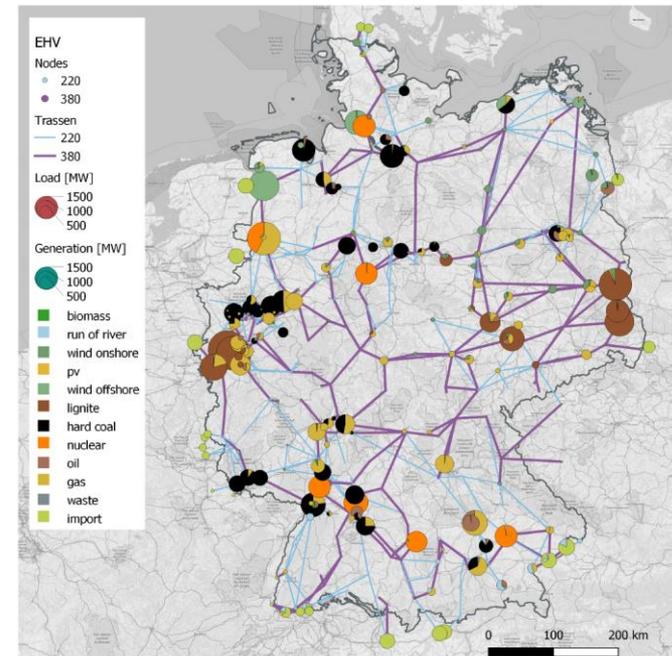
- Datensatz aus dem SimBench-Projekt
  - ✓ Bekannt im Konsortium
  - ✓ Öffentlich verfügbar
  - ✓ Lastflusssimulation mit Python über Pandapower Package möglich

# SimBench



## SimBench Datenbank umfasst 246 Datensätze für verschiedene Netzkonfigurationen, Spannungsebenen und Zukunftsszenarien

- Auswahl des Datensatzes für die Höchstspannungsebene für das Zukunftsszenario 2 (Jahr 2035)
  - ✓ Äquivalent zum Fernleitungsgasnetz
  - ✓ Erweiterbar durch Datensätze aus anderen Forschungsprojekten
  - ✓ Darstellung vieler Netznutzungsfälle



# Screening des SimBench Datensatzes „1-EHV-mixed--2-no\_sw“

## Allgemeine Eigenschaften

- Topologie des Deutschen Höchstspannungsnetzes
- Leitungs- und Transformatorparameter
- Einspeise-, Speicher- und Lastprofile pro Netzknoten

## Analyse des Datensatzes „1-EHV-mixed--2-no\_sw“ (2035)

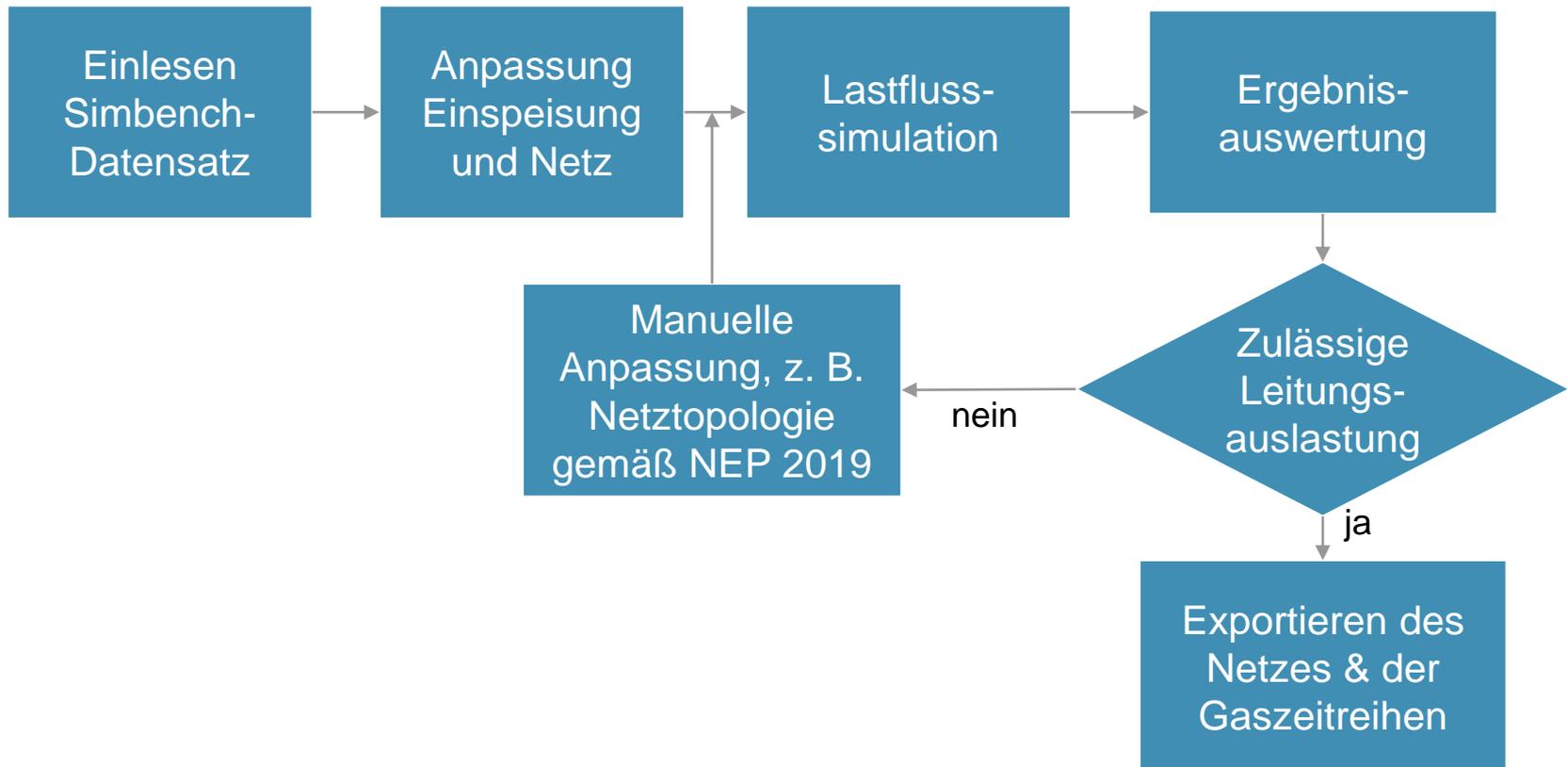
- Erzeugungskapazitäten identisch mit 2017er Datensatz
  - Kraftwerke auf Stand von 2017, inklusive Kohle und Nuklear
  - Offshore Wind bei 5 GW
  - Wind Onshore 3 GW installiert, PV 400 MW
- Last
  - Peakload bei ca. 60 GW
- Netz
  - Netzausbaumaßnahmen nach NEP 2019 nicht enthalten
  - HGÜ- Leitungen nicht enthalten

➤ **Entwicklung einer Toolchain zur Generierung von Szenarien durch Anpassung des SimBench-Datensatzes**

# Übersicht Toolchain

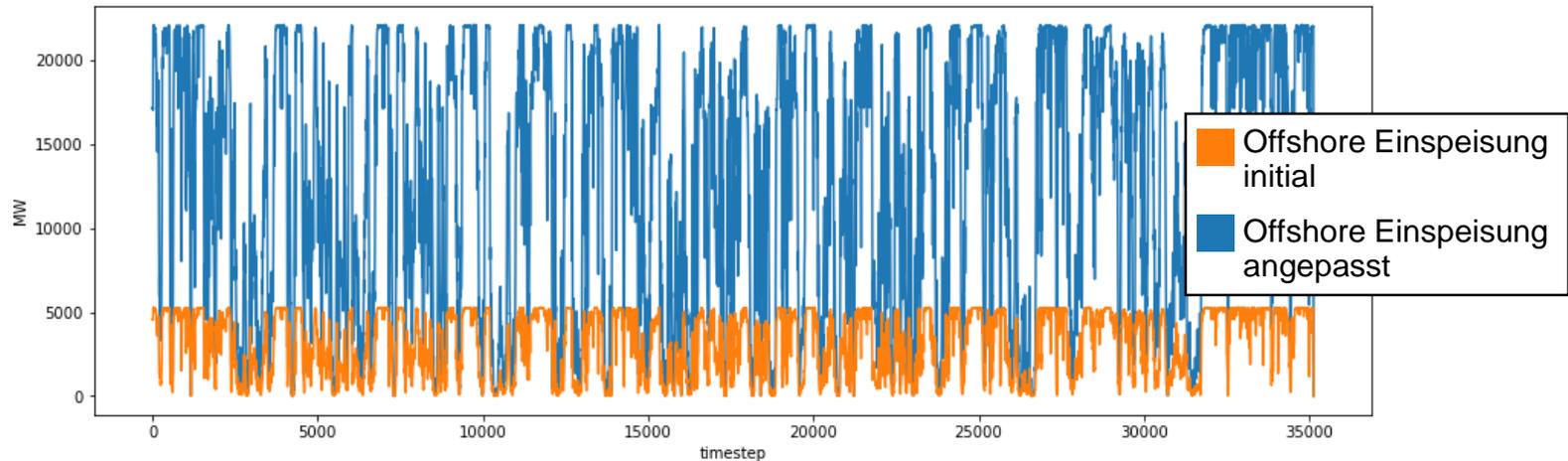
- Entwicklung einer Funktionsbibliothek *distribution.py*, *tools.py* und weiterer Skripte
- Ausführung in Jupyter Notebooks

## Übersicht des Verfahrens

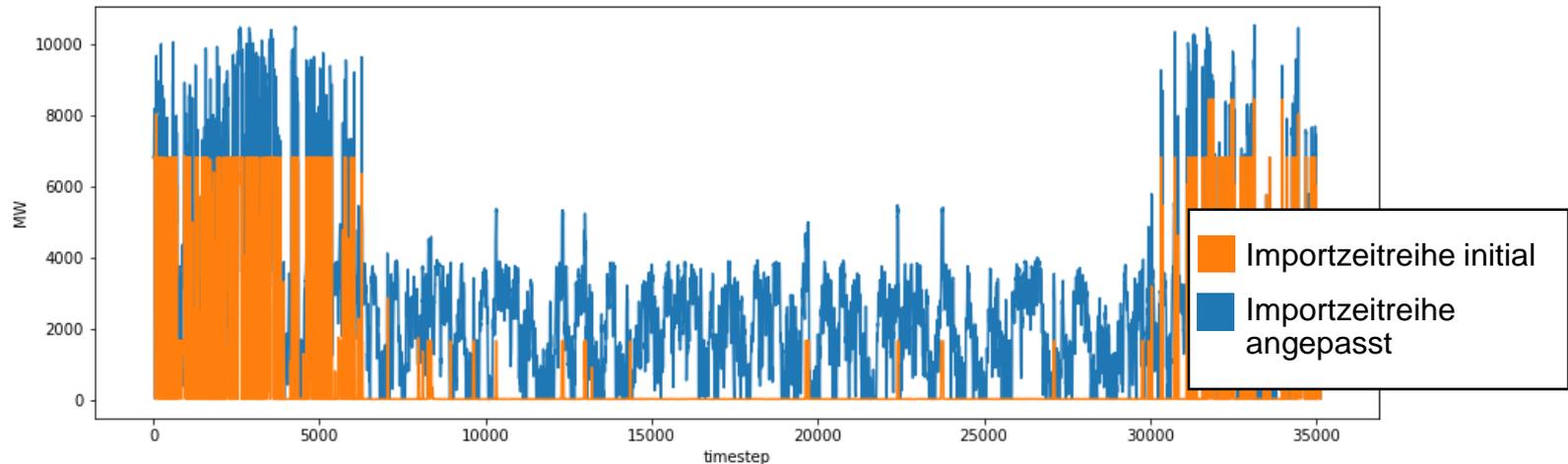


# Toolchain Schritt 1 und 2: Wind Offshore und Importe

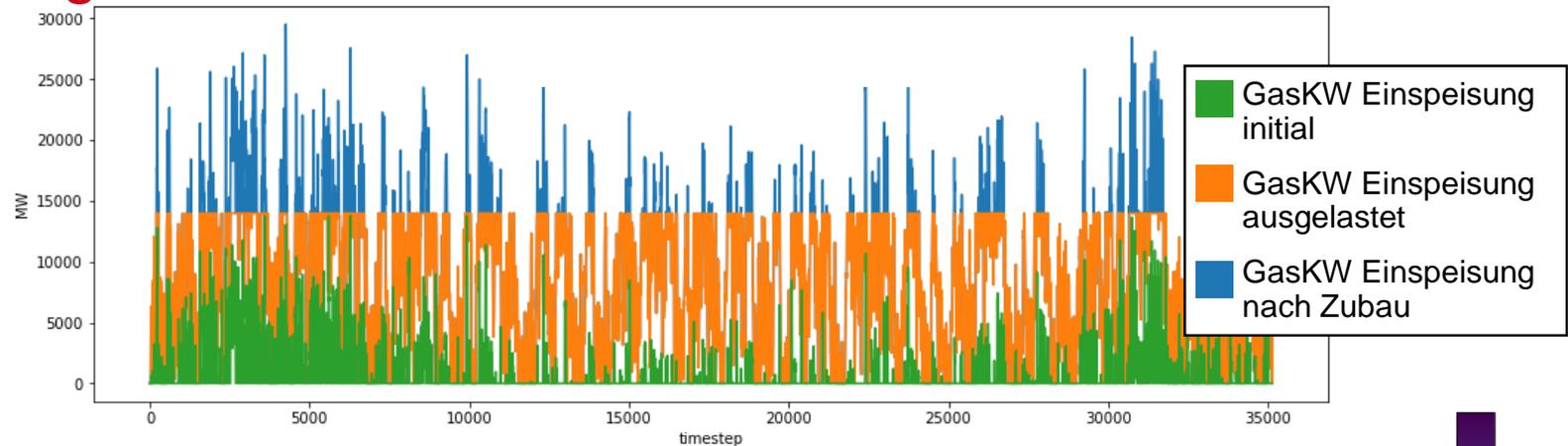
## Erhöhung der installierten Offshore Leistung auf 25 GW



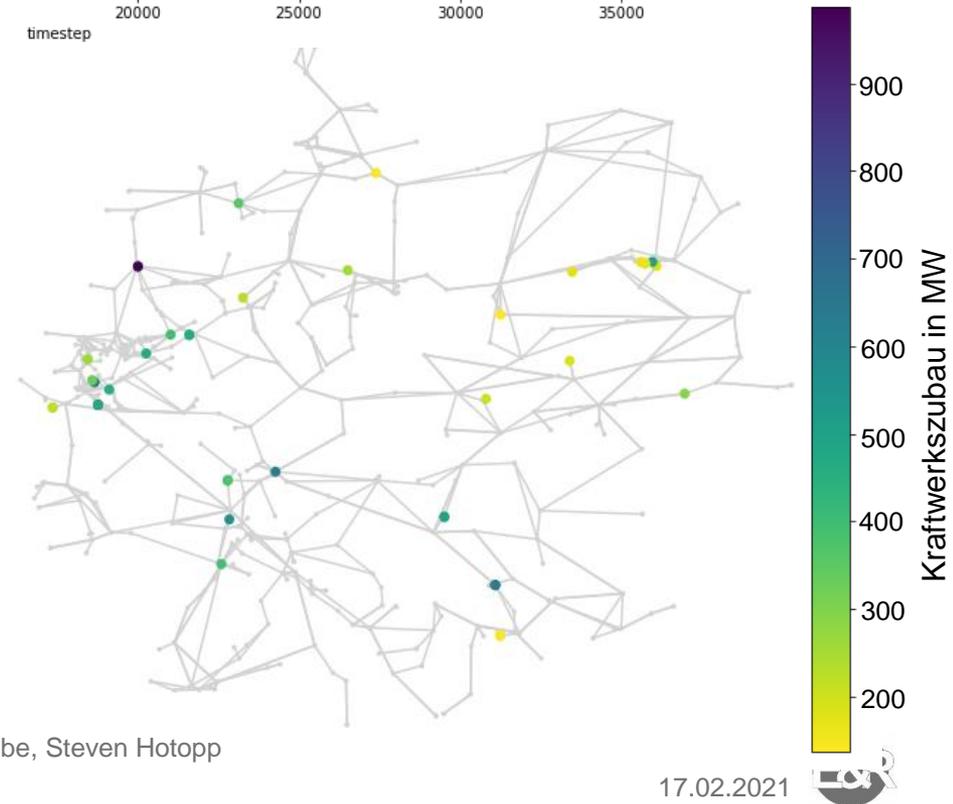
## Erhöhung der Importmengen unter Berücksichtigung der Kapazitätsbeschränkungen



# Toolchain Schritt 3 und 4: Fossile Kraftwerke und Balancing

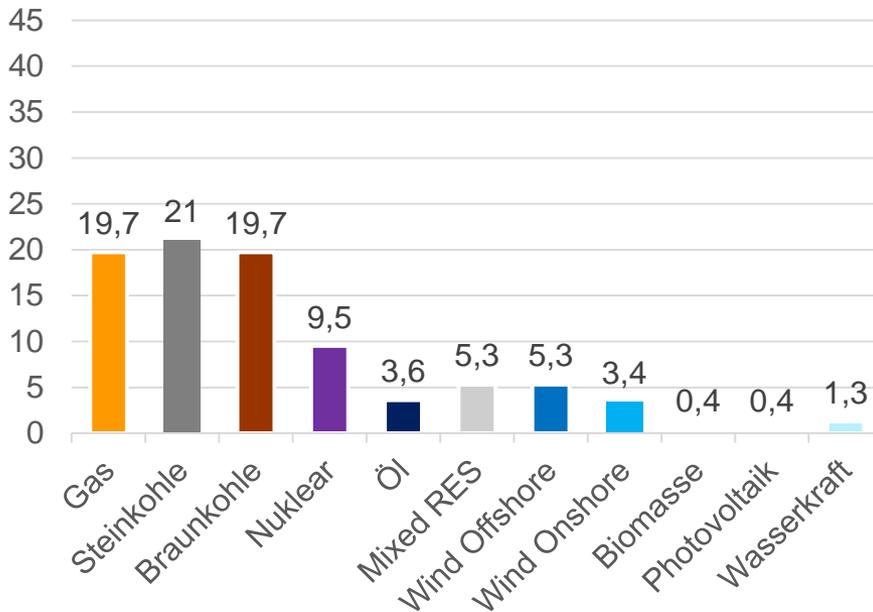


- Rückbau Nuklear und Kohle, bis auf 5GW Kapazitätsreserve (BK)
- Auslastung der Gaskraftwerke
- Zubau von 15,5 GW an den größten GaskW-Standorten
  
- Zubau von 4 GW Gas an ehemaligen KohleKW-Standorten (Siehe Backup)

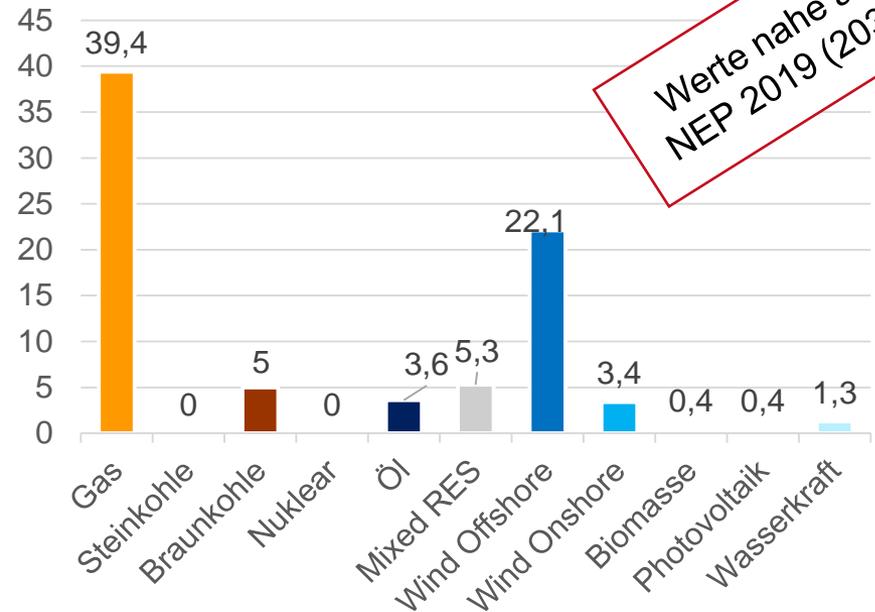


# Zwischenergebnis Toolchain: Installierte Leistungen im HöS-Netz

Installierte Leistung je Energieträger in GW  
(initialer Datensatz)



Installierte Leistung je Energieträger in GW  
(angepasster Datensatz)

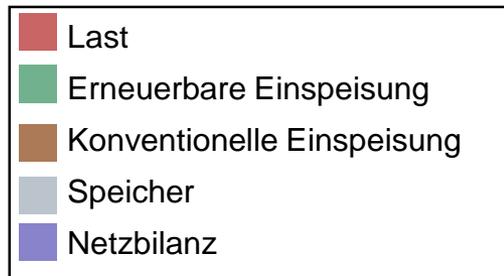
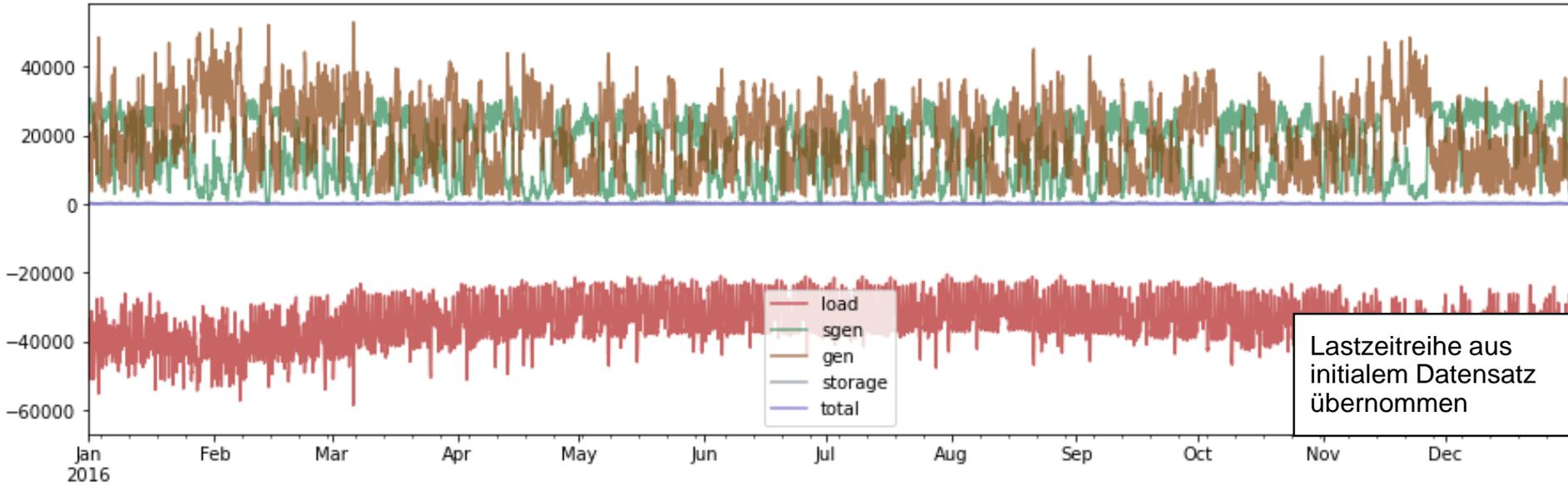


**Anmerkung:**

- NEP 2019 (2035): 9GW lignite, 8 GW Stein Kohle, Erdgas 36,9 GW, Offshore 23 GW
- NEP 2021 (2035): 0 GW lignite, 0 GW Steinkohle, Erdgas 46,7, Offshore 34 GW

# Netzbilanz nach Anpassungen

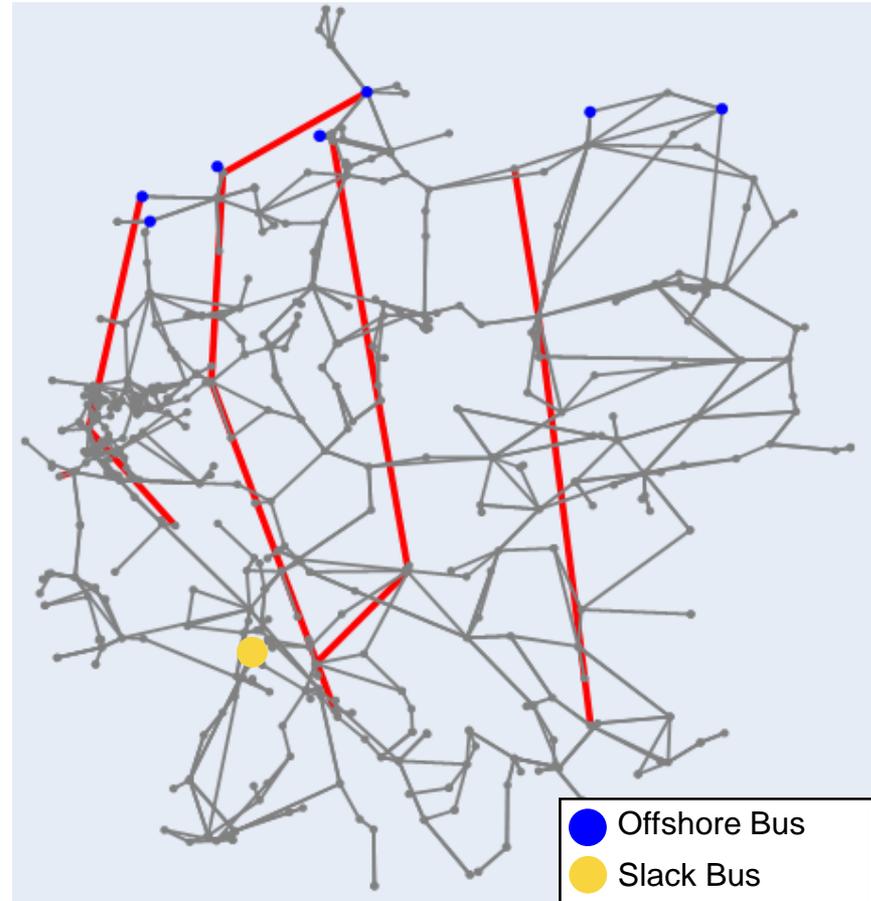
Demand and Supply Profiles



## Netztopologie mit HGÜ Leitungen

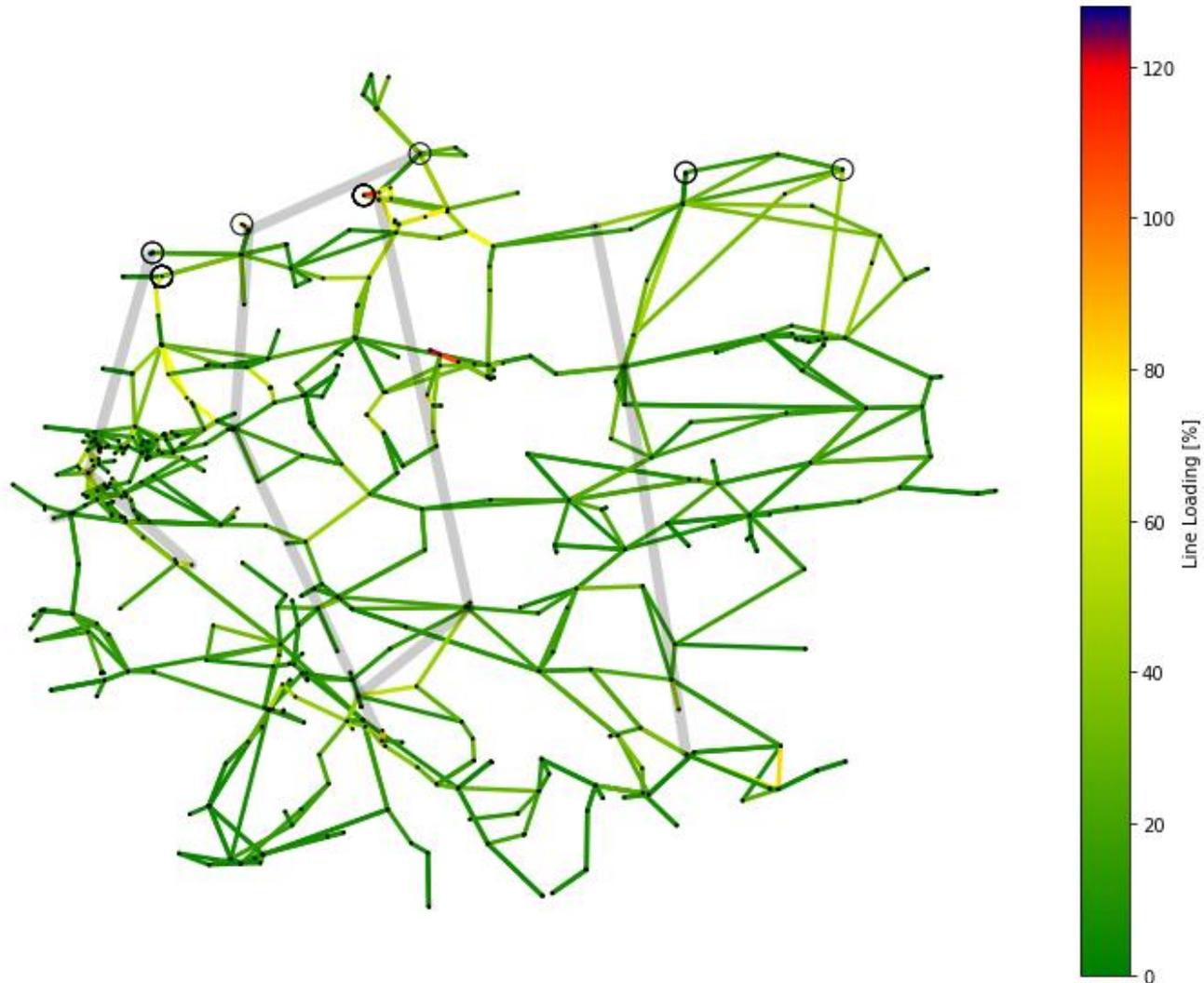
### Mehrstufige Anpassung der Netztopologie

- Anschluss offener Leitungssegmente
- Netzausbaumaßnahmen nach NEP 2019, vorwiegend Netzverstärkungen vorhandener Leitungen
- Einbinden und Parametrieren der HGÜ Leitungen



# Lastflussberechnung: Ergebnis – Mean Line Loading

Simulationszeitraum: Mai, viertelstündliche Zeitschritte



Szenarioerstellung

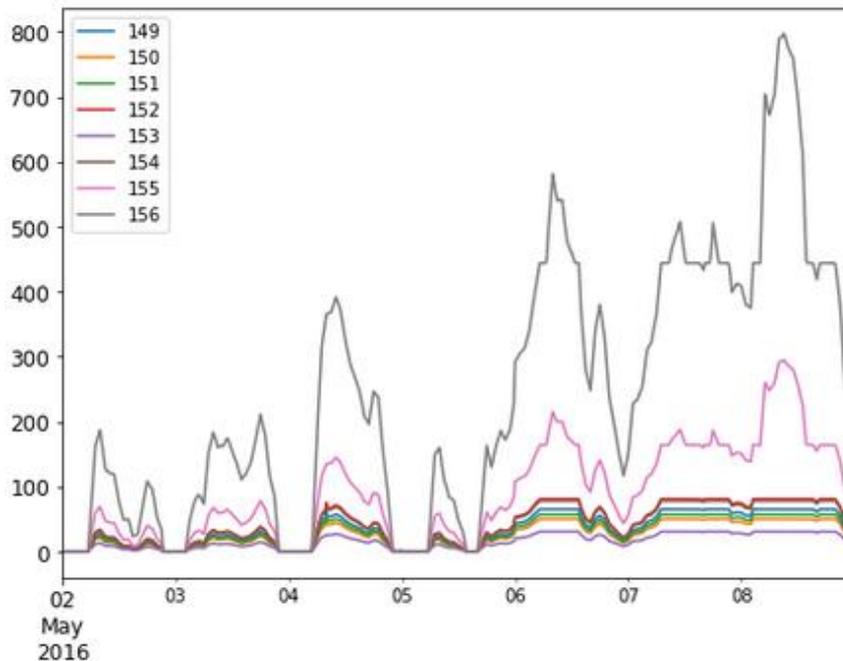
Datenexport für weiterführende Netzmodellierung

Weiterentwicklung der Toolchain

Bereitgestellte Tools und Datensätze für das Konsortium

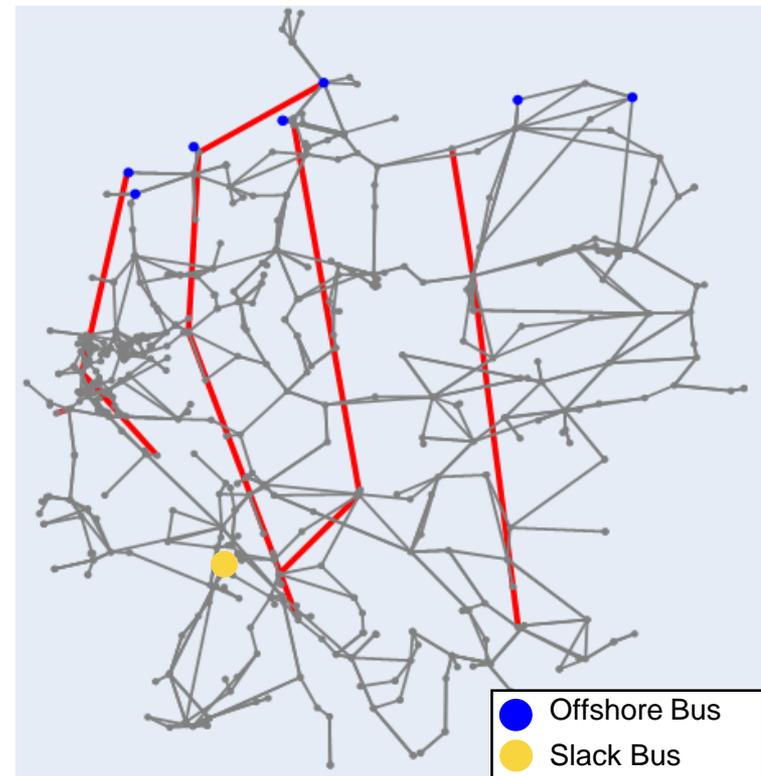
## TUB GasMod

- Schnittstelle zwischen HöS- und FN-Netz: Gaskraftwerke
- Export Gaskraftwerkszeitreihen



## TU Dortmund + ITWM

- Gesamter Netzdatensatz für die dynamische Netzberechnung ausgewählter Netznutzungsfälle



Szenarioerstellung

Datenexport für weiterführende Netzmodellierung

Weiterentwicklung der Toolchain

Bereitgestellte Tools und Datensätze für das Konsortium

# Weiterentwicklung der Toolchain für die Einbindung von PtG-Anlagen



## Fragestellung

- Wie sieht ein Zukunftsszenario mit PtG-Anlagen aus?

Anforderungen an den Datensatz:

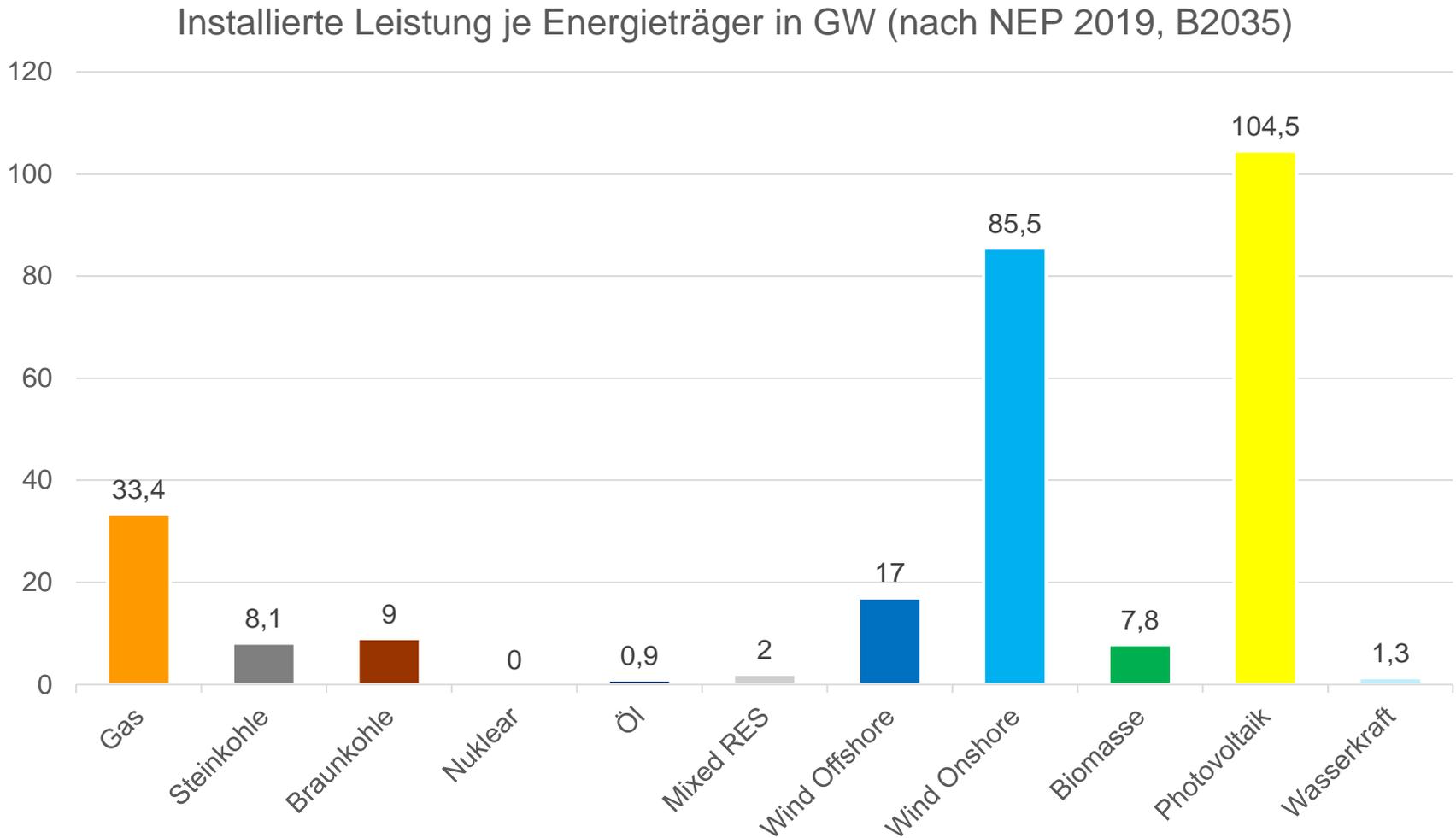
- Standortauswahl der PtG-Anlagen unter Einbeziehung der Onshore Wind und PV
- **Anpassung von Last und Erzeugung auf HöS-Ebene**

## Highlights der weiterentwickelten Toolchain:

- Einbindung regionaler onshore Wind und PV Erzeugung aus öffentlichem Datensatz
- Anpassung Last auf ENTSO-E<sup>1</sup>
- Ermittlung PtG Standorte und Kapazitäten
  - a. Aus Stromsicht (Kriterium: negative Residualenergie)
  - b. Aus Gassicht (Kriterium Nähe zu Gasspeichern)
- Optimierte Lastflusssimulation als OPF mit max. 100% line loading
- Zeitfenster: 2 Wochen im Februar

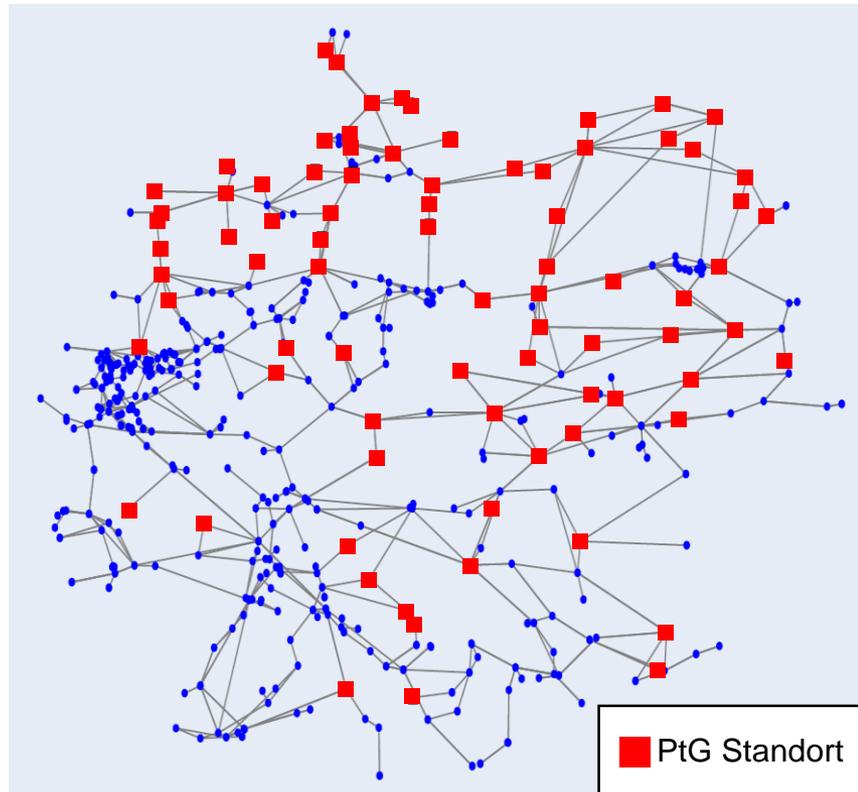


# Übersicht PtG Szenarien

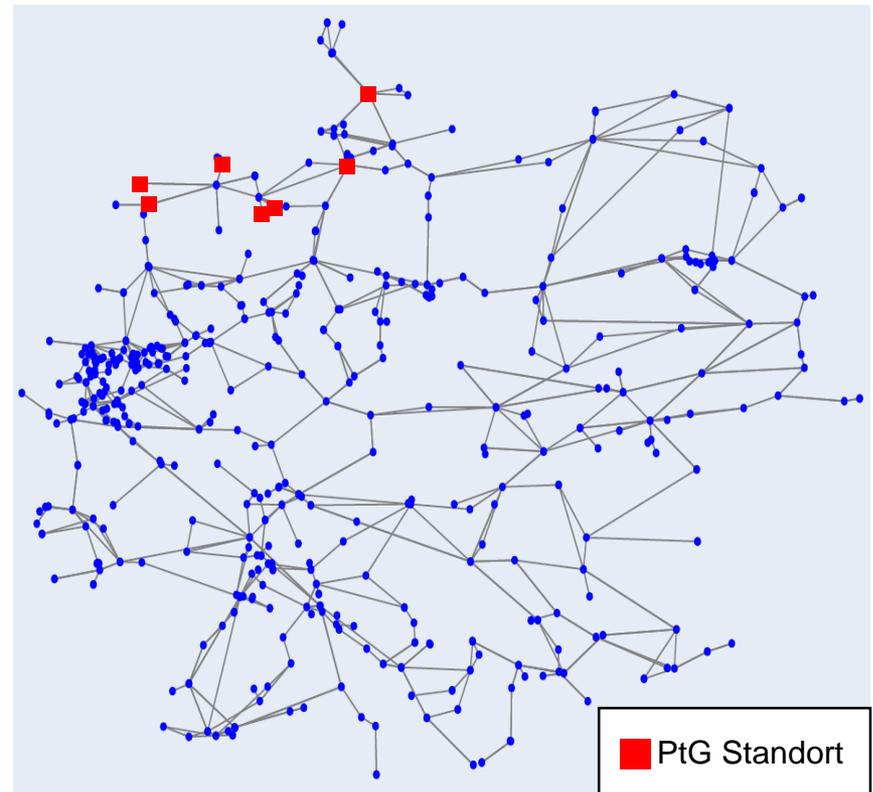


# Übersicht PtG Szenarien

PtG-Standorte ausgewählt nach negativer Residualenergie (< -400 GWh pro Jahr)

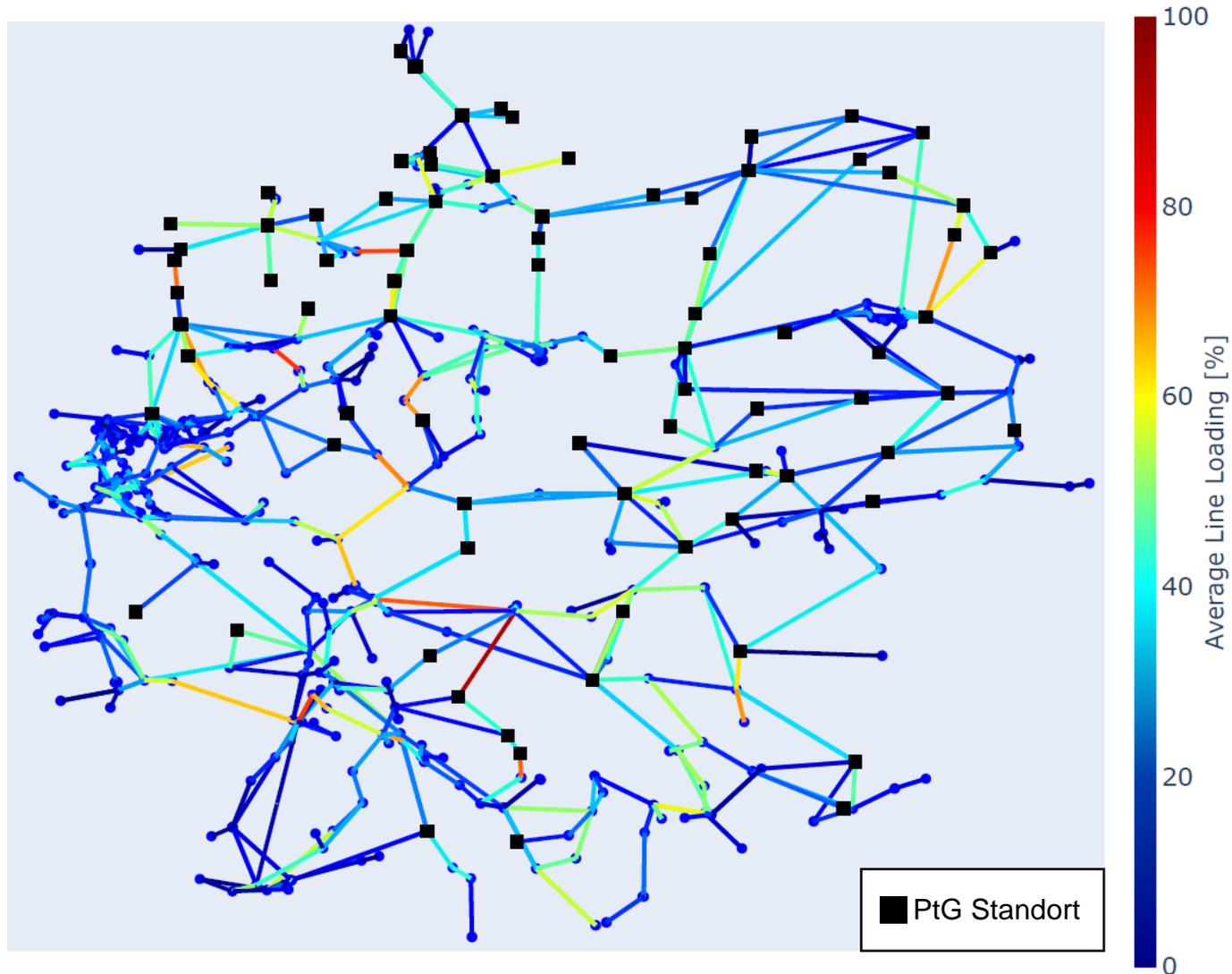


PtG-Standorte ausgewählt nach Gasspeicher-Standorten

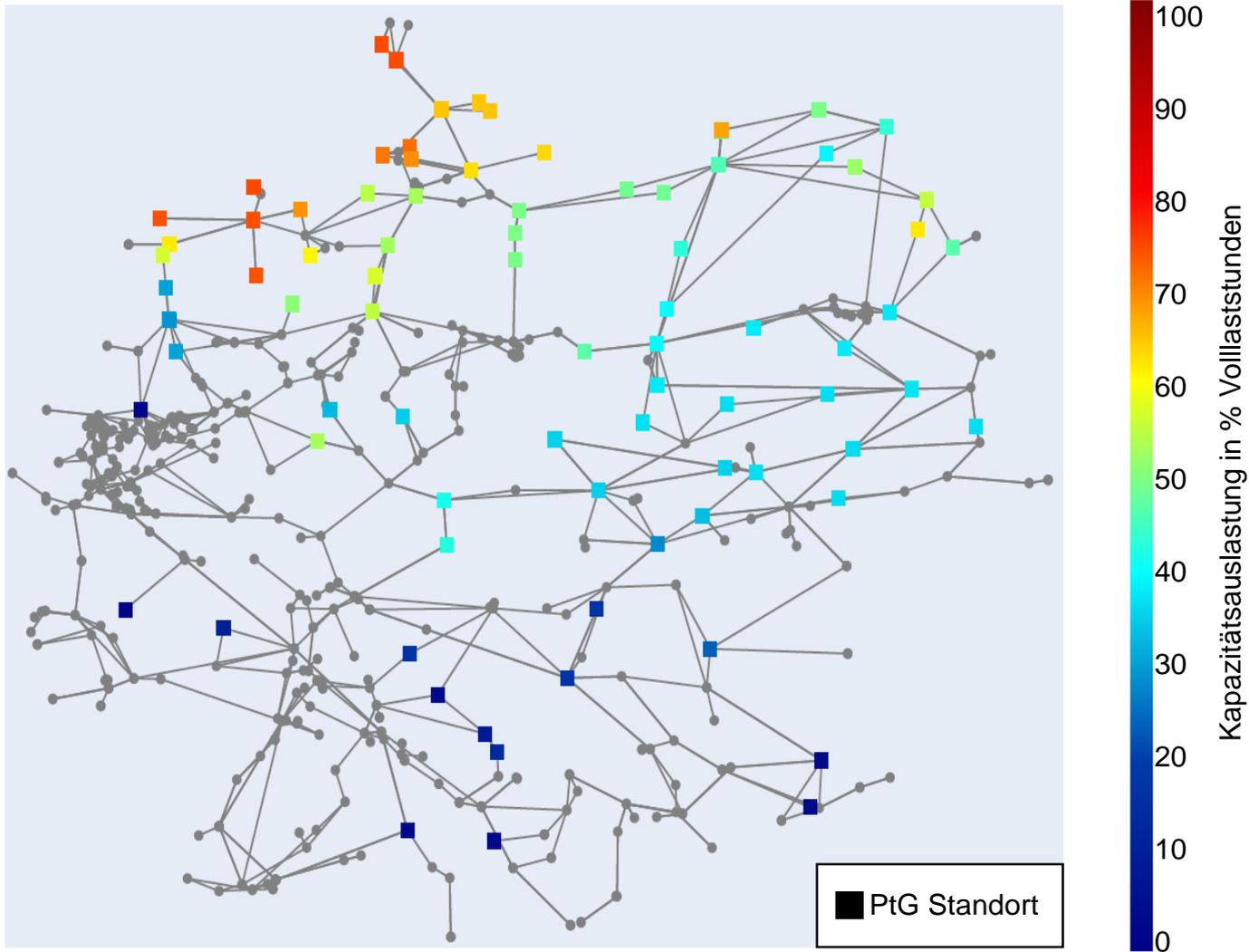


Insgesamt installierte Elektrolyseursleistung in beiden Standortszenarien: 3 GW bzw. 8 GW

# Ergebnisse Optimierter Lastfluss – Leitungsbelastung



# Ergebnisse Optimierter Lastfluss – Auslastung PtG Anlagen



Szenarioerstellung

Datenexport für weiterführende Netzmodellierung

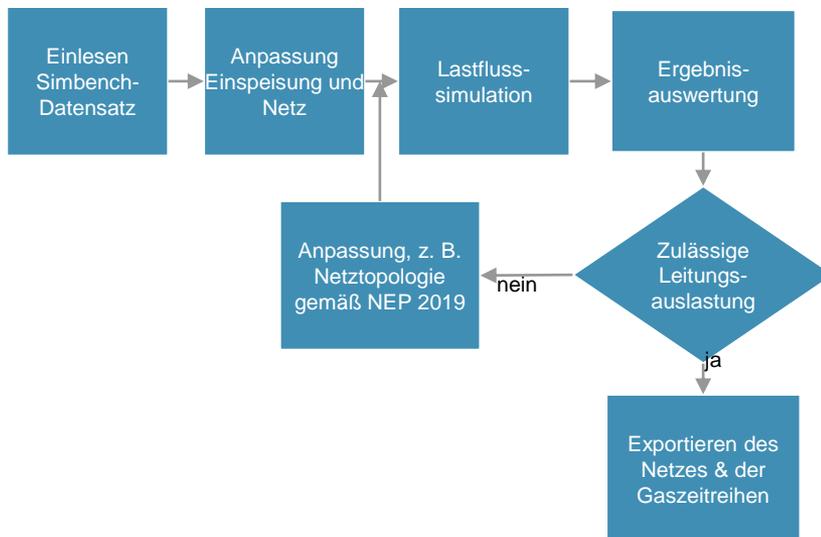
Weiterentwicklung der Toolchain

Bereitgestellte Tools und Datensätze für das Konsortium

# Übersicht bereitgestellte Tools und Datensätze

## Tools

- Toolchain als Funktionsbibliothek und Demo in Jupyter Notebooks



## Datensätze

- Angepasste SimBench Datensätze
  - Topologie
  - Gaskraftwerkszeitreihen CoalExit
  - Standorte PtG
    - Standorte nach Residualenergie
    - Standorte nach Gasspeichern

# Gekoppelte Netzmodellierung Strom und Gas – Teil 2

## Simulation von Gastransportnetzen

Teilvorhaben im Verbundprojekt MathEnergy

Steven Hotopp

TU Berlin | Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement

hotopp@tu-berlin.de



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

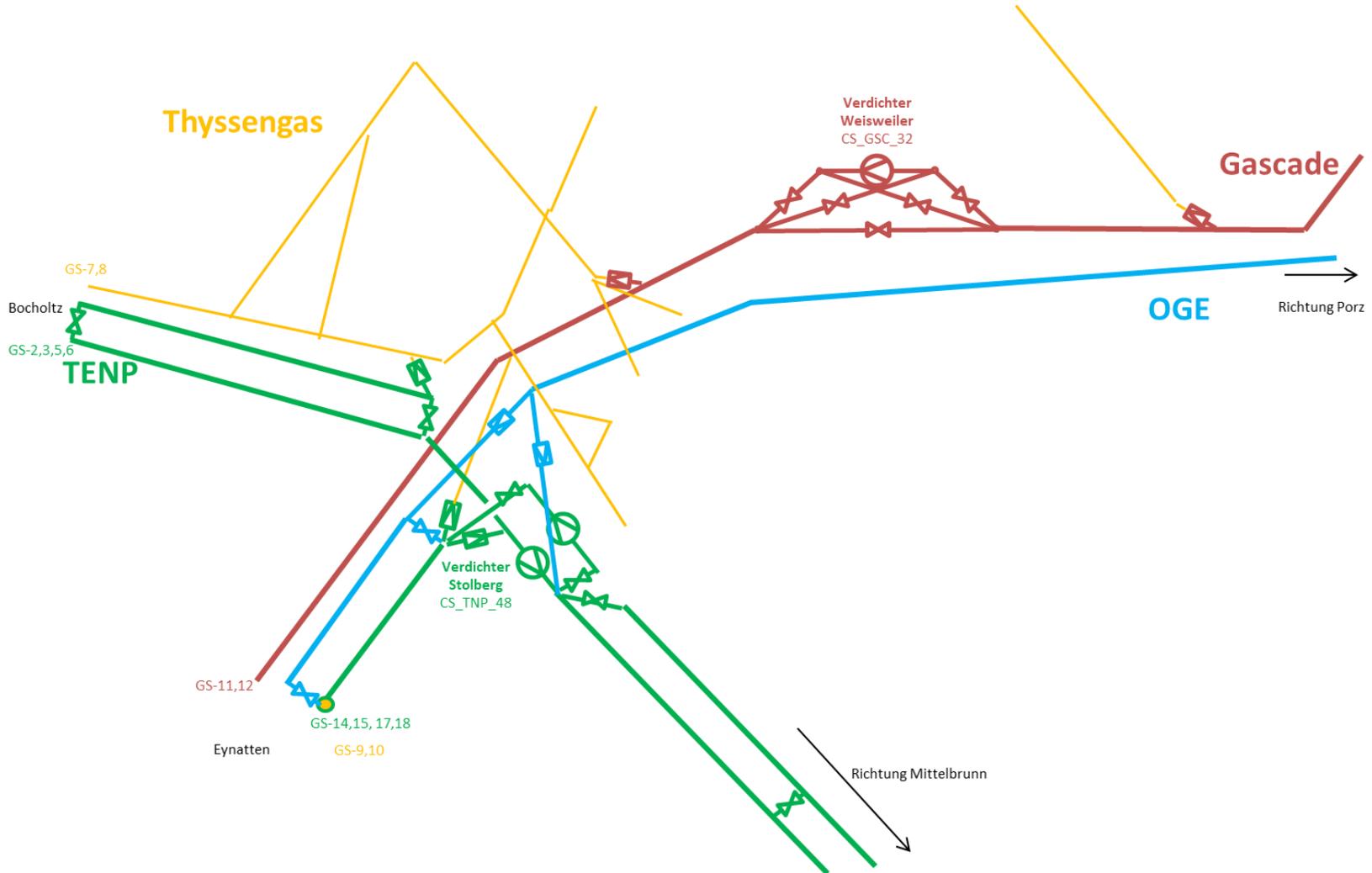
Network Modelling

Scenario Design

Database and Interfaces

Demonstrator Part-DE

# Modelling of compressor stations



# Modelling regional networks in southern Germany



# Agenda



Network Modelling

Scenario Design

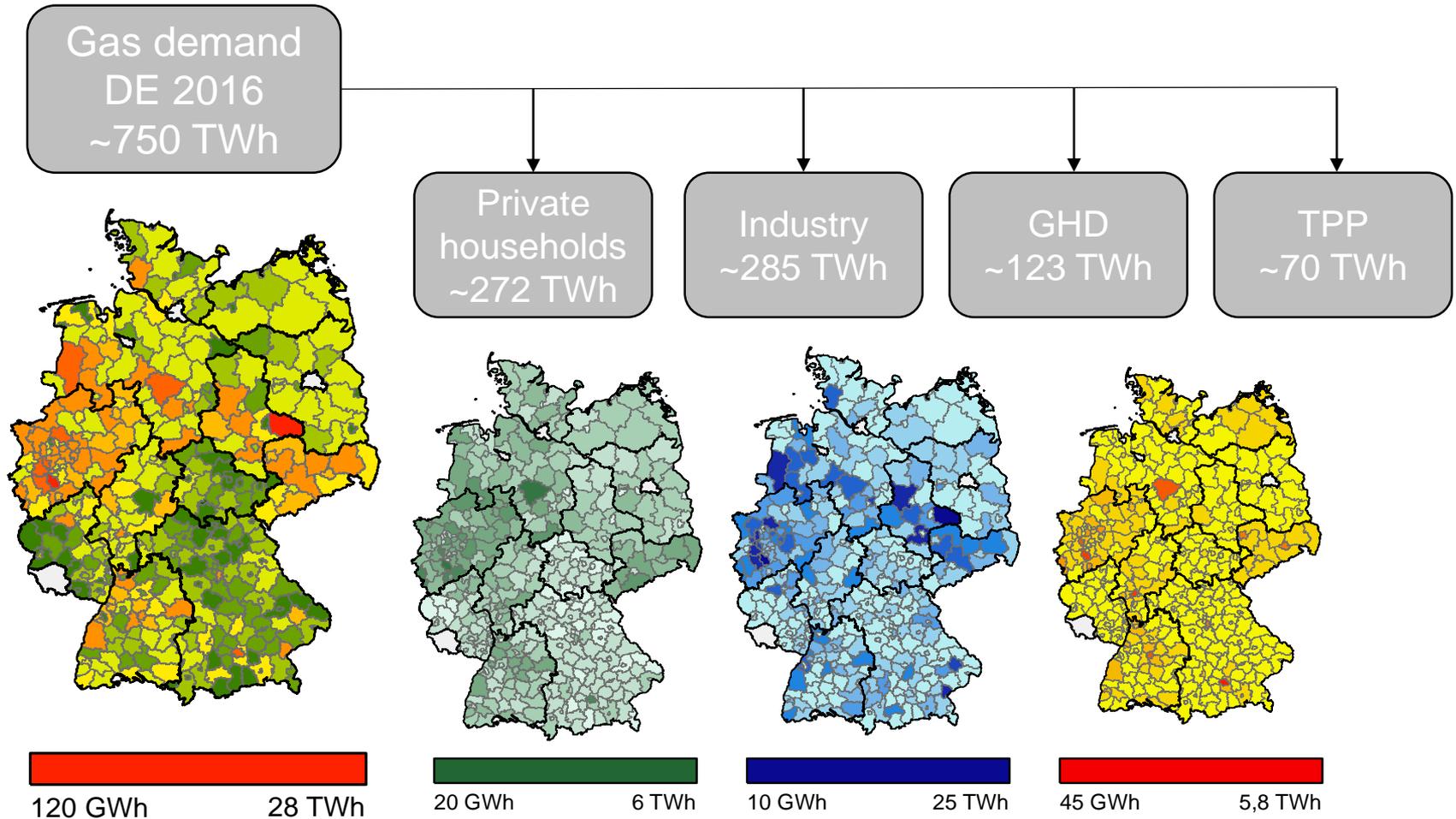
Database and Interfaces

Demonstrator Part-DE

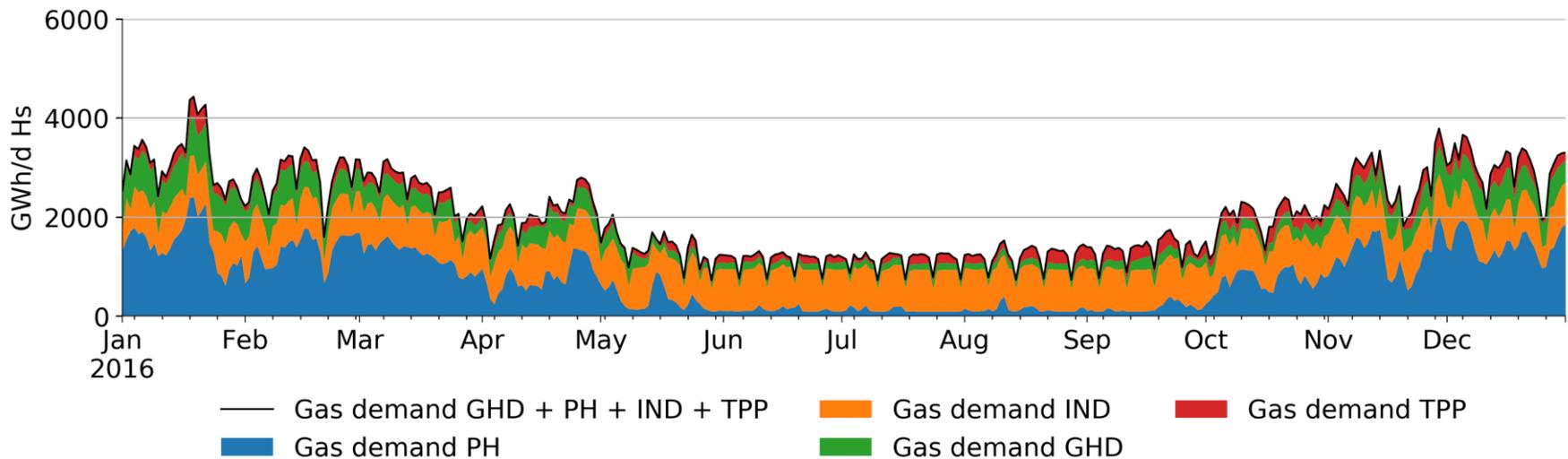
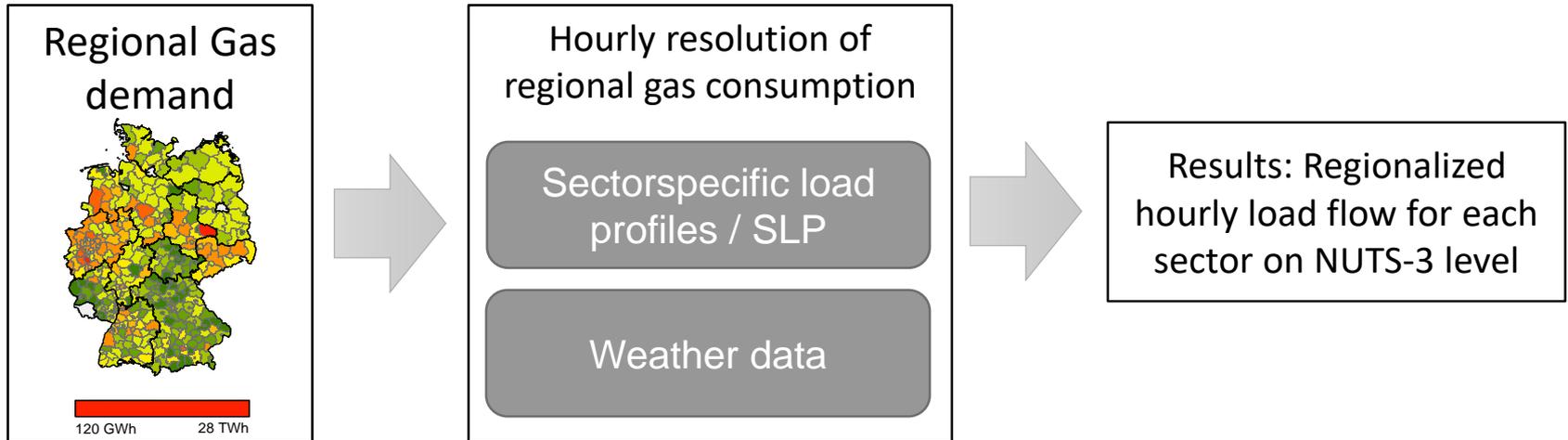




# Modelling – Demand and Supply



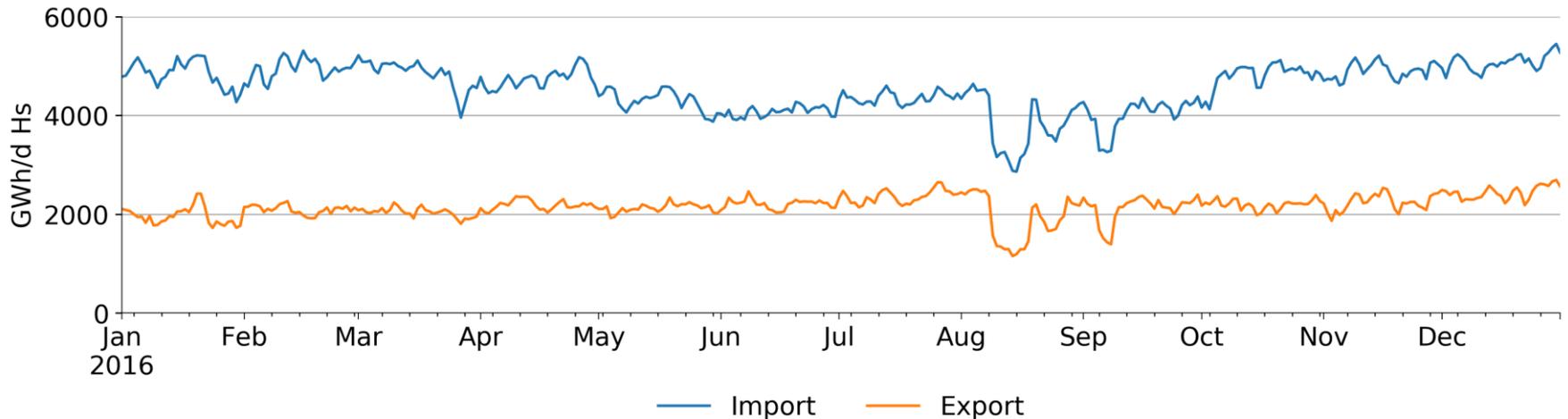
# Modelling – Demand and Supply



# Modelling – Demand and Supply

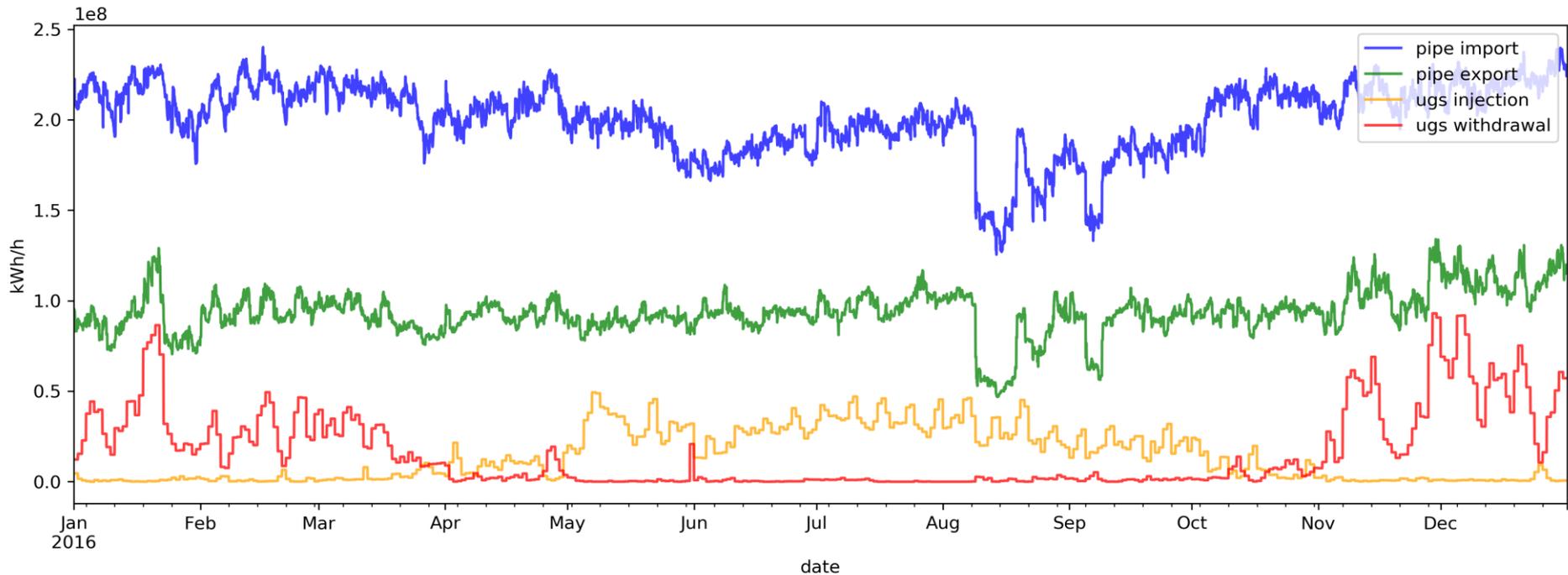


- European TSO community data
  - since 2013, data on European gas flows can be downloaded from the ENTSO-G transparency platform
  - the time series for all import and interconnection points are mapped to in-/outflows of the gas network model
  - the public/community datasets have fragmented and incorrect data points
- manual validation and adjustment



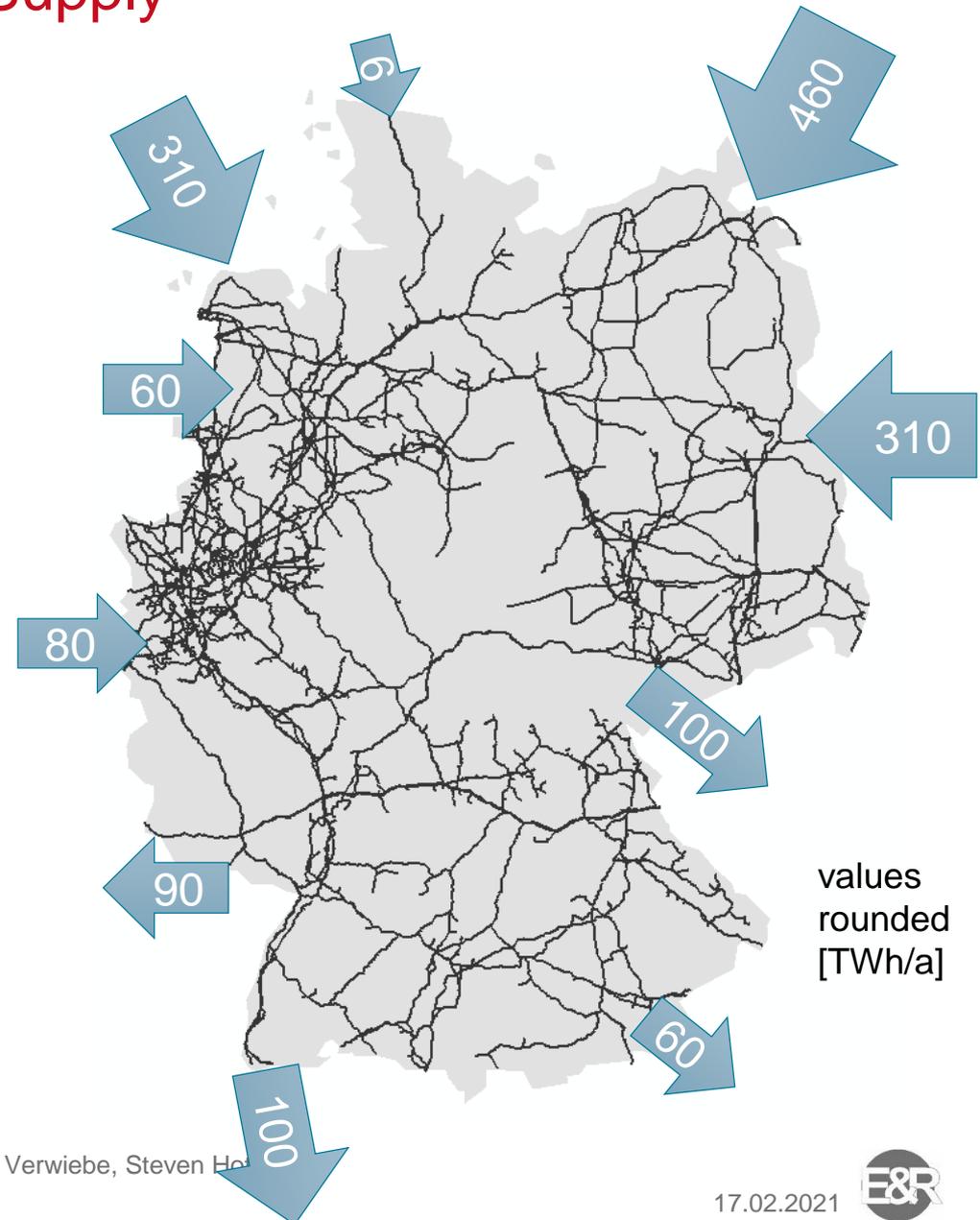
# Modelling – Demand and Supply

- base case 2016, Germany
- aggregated time series
- pipeline import and export – hourly data [entsog tp]
- underground storage injection and withdrawal – daily data [gie agsi+]



# Modelling – Demand and Supply

- base case 2016, Germany
- direct import points in Emden, Dornum, Greifswald
- 28x interconnectors from/to
  - NL, DK, PL, CZ, AT, CH, FR and BE/LU
- 59x gas storage facilities
  - can be same location but different gas qualities (L/H gas) and/or operators and/or related to import/export flows, storage for neighbouring countries
- import and export flows
  - calendar year 2016
  - total netted values, see map



# Agenda



Network Modelling

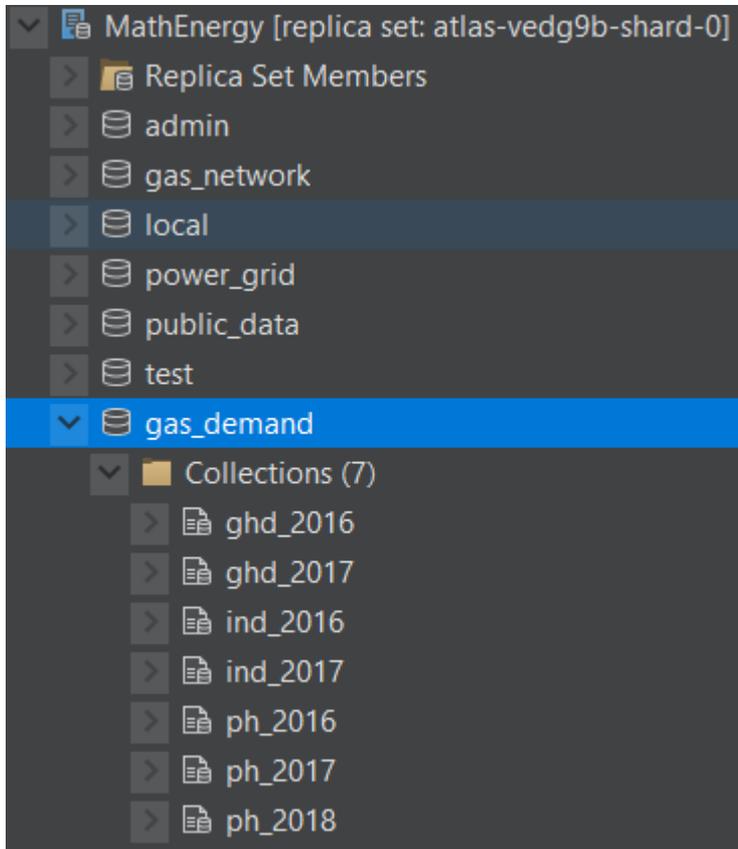
Scenario Design

Database and Interfaces

Demonstrator Part-DE

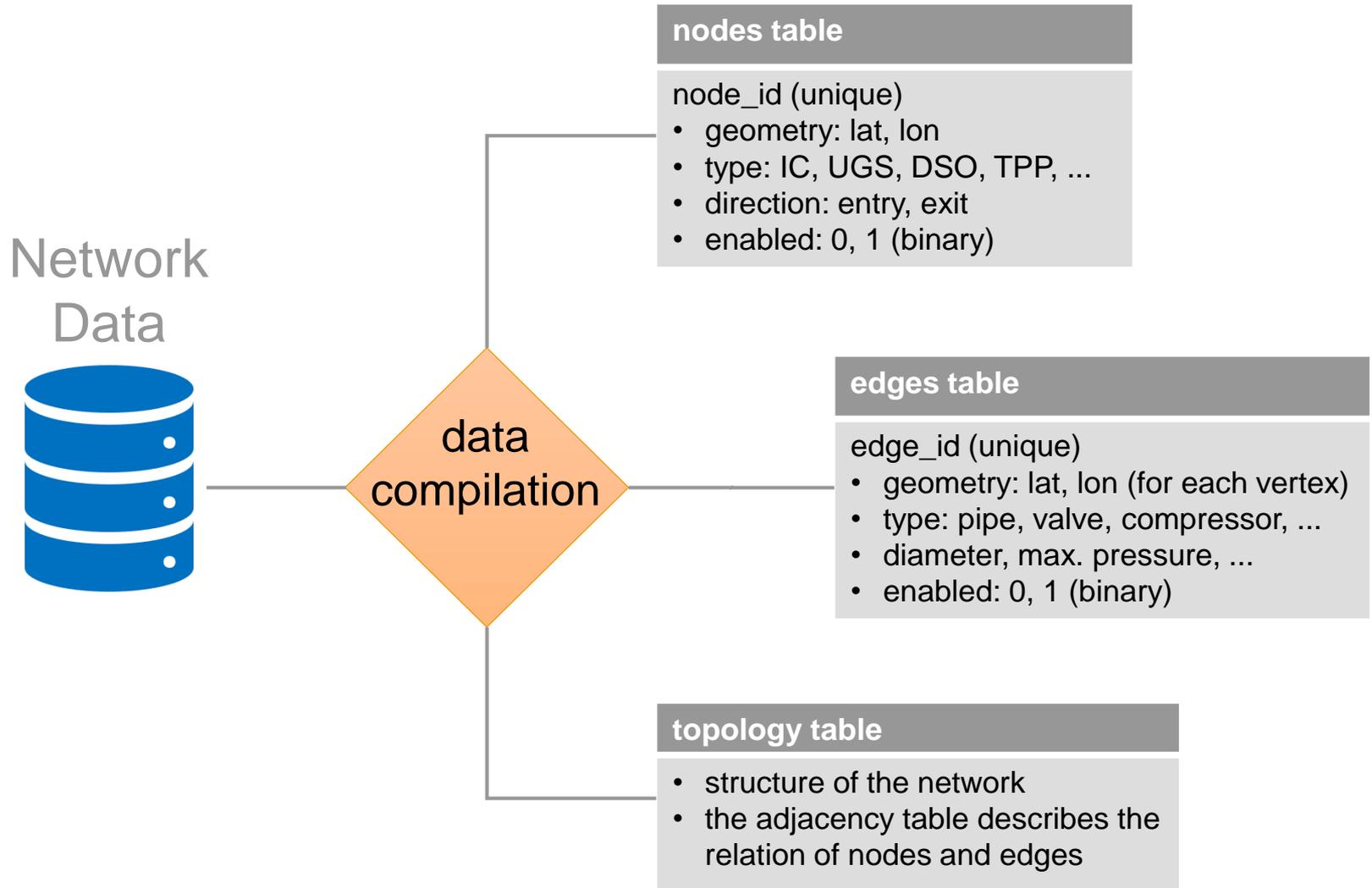


# Database – regional demand



Sector	Resolution	Database > collections
private households	NUTS3	gas_demand > ph_2016, ph_2017
commerce, trade, services	NUTS3	gas_demand > ghd_2016, ghd_2017
industry	NUTS3	gas_demand > ind_2016, ind_2017

# Database – network model



# Interfaces to public domain data

## ENTSO-E

- online data platform for European electricity system data
- data used: actual generation per generation unit
- data validation issues: completeness, consistency, implausibilities
- interface: python jupyter notebooks

## ENTSO-G

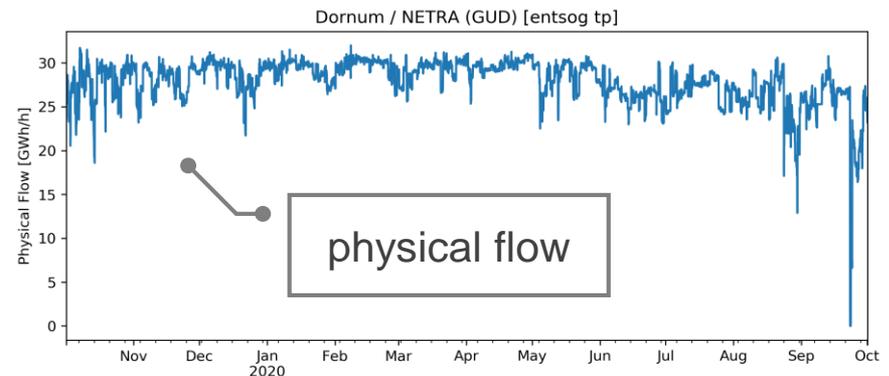
- online data platform for European gas transmission system data
- data used: physical flow for interconnectors, storages, gas production
- data validation issues: completeness, consistency, implausibilities
- interface: python jupyter notebooks

```

# read entsoe csv files from folder (copied from sftp server)
def aggregate_csv_files(folder_dir):
    df = pd.DataFrame()
    filenames = os.listdir(folder_dir)
    for i in filenames:
        try:
            raw = pd.read_csv(folder_dir+i, header=0, sep='\t',
                              lineterminator='\n', encoding='utf-16')
            df = pd.concat([df,raw],axis=0)
        except:
            print('cannot read csv file %s' % i)
    return df

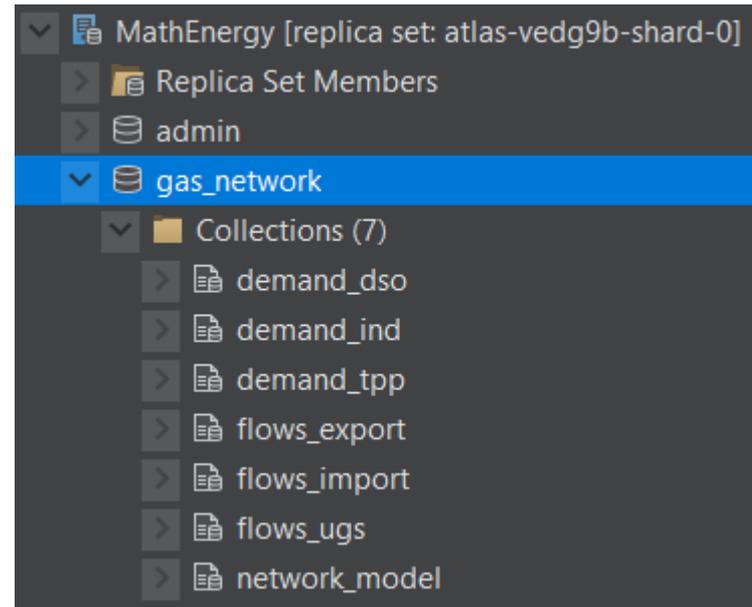
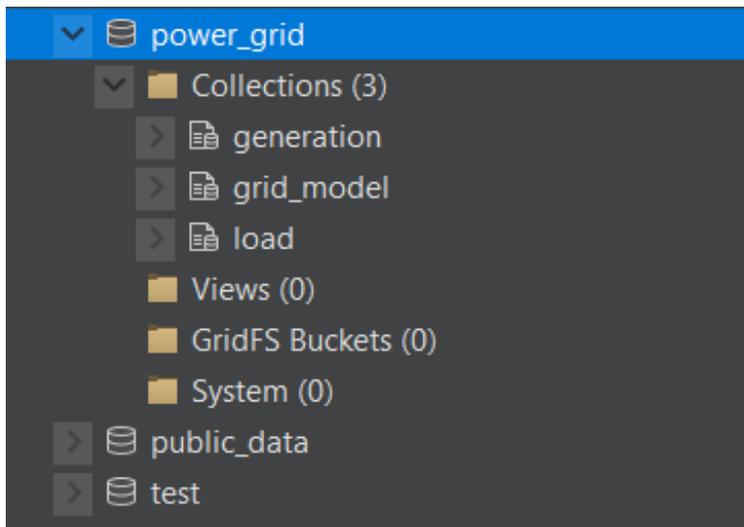
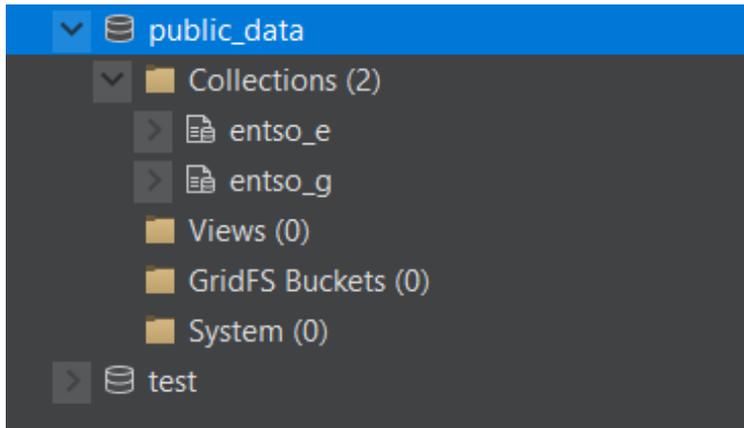
# apply filter criteria and extract time series
def filter_timeseries(aggreated_df, value_column, filter_list):
    df = aggreated_df
    # apply filter criteria, create mask
    for column in filter_list.keys():
        value = filter_list[column]
        mask = df[column] == value
        df = df.loc[mask]

df['DateTime'] = df['DateTime'].apply(lambda x: pd.to_datetime(x))
    
```



# Common database for co-simulation

- MongoDB Atlas Cloud Cluster



# Agenda



Network Modelling

Scenario Design

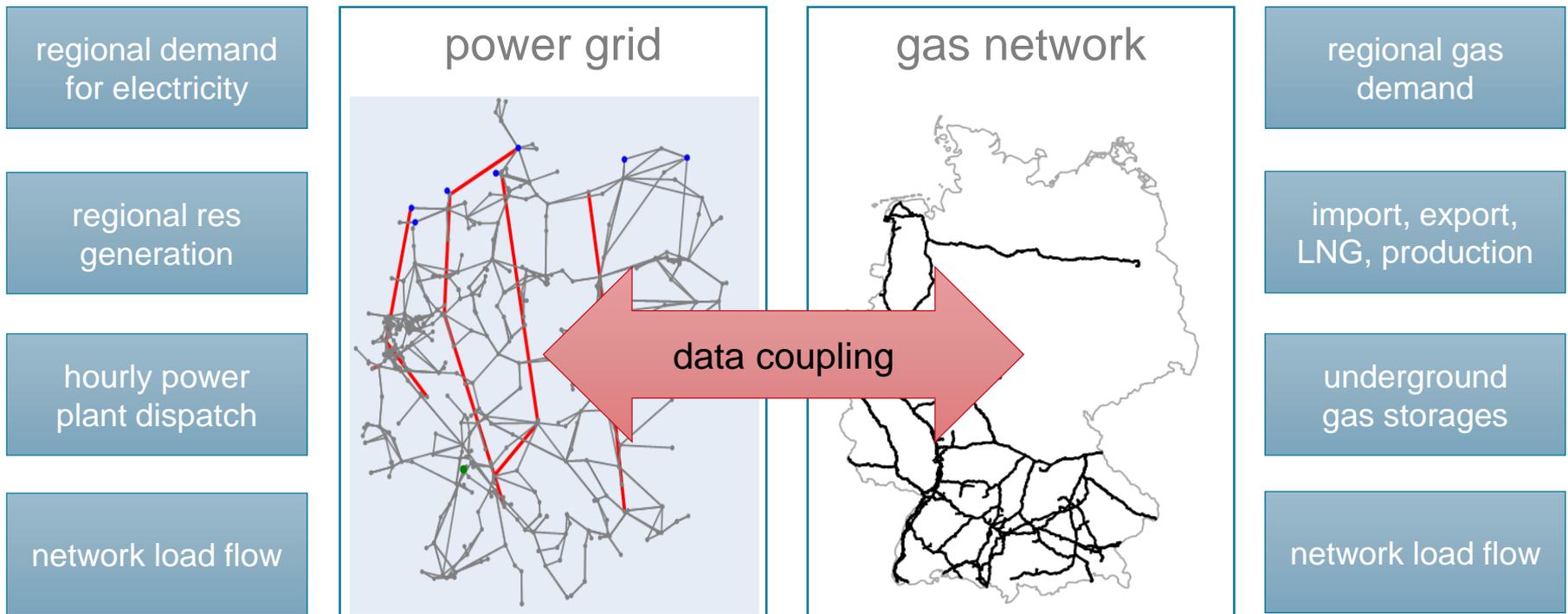
Database and Interfaces

**Demonstrator Part-DE**



# Integrated simulation of power and gas networks

- objective: scenario based analysis of power and gas infrastructures
- approach: co-simulation of both systems – simbench power flow calculations and steady-state gas network simulation



# mapping between power plant data and partDE network model

public data, NEP  
Strom, OPSD, ...

gas nodes are assigned  
to power generation units  
(blockscharf)

## power plant data

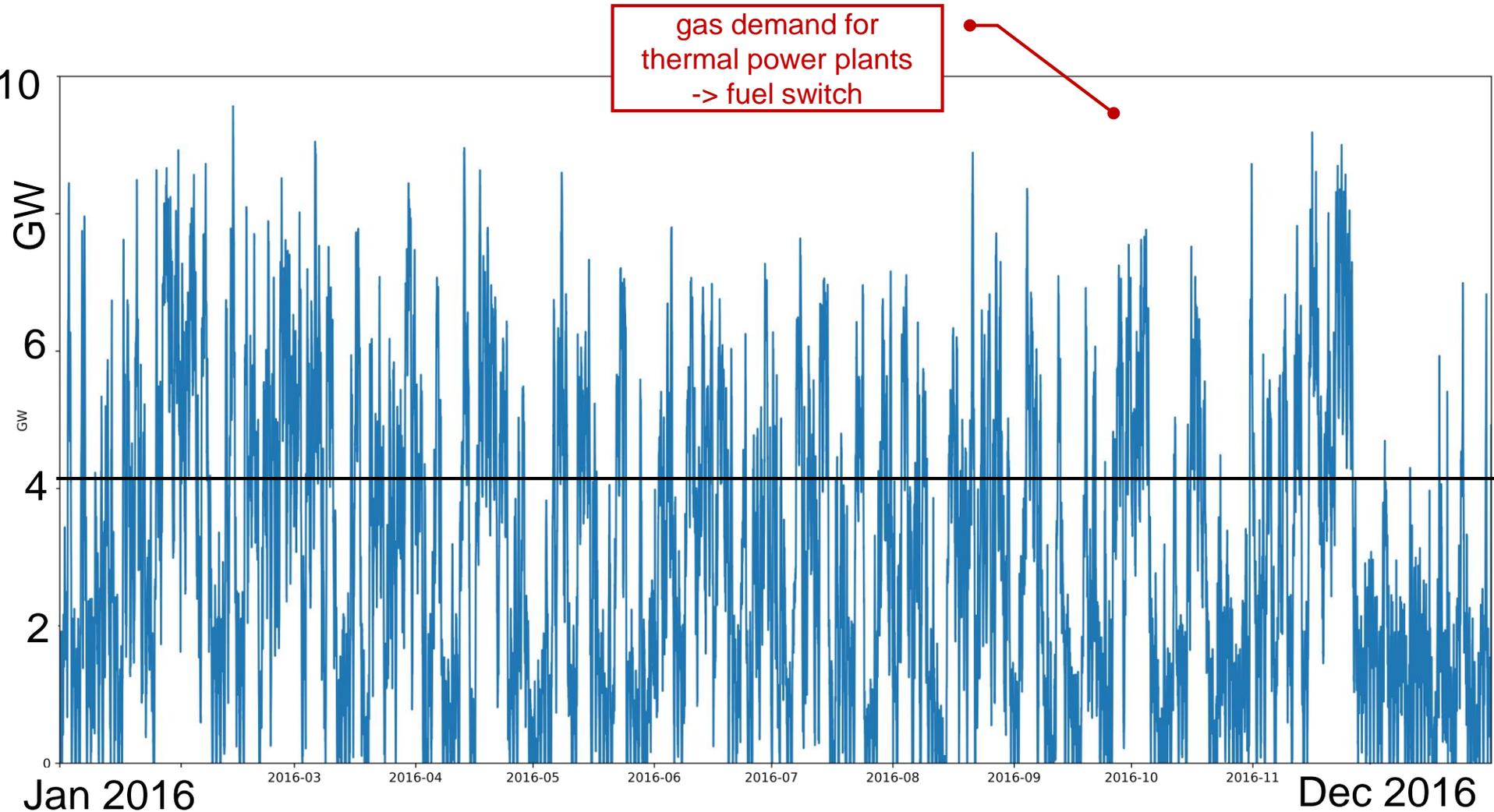
## gas network model

	CHP_type	status	eff_el	P_el	BNetzA_Id	NODE_ID	node_type	connection	operator
0	not CHP	reserve	0.597	846.0	BNA0994	GS-3254	TPP	Irsching	OGE
1	not CHP	reserve	0.604	561.0	BNA0995	GS-3254	TPP	Irsching	OGE
2	not CHP	reserve	0.570	353.0	BNA0514	GS-3269	TPP	Karlsruhe-Rheinhafen 1	OGE
3	DH	operational	0.585	234.0	BNA0214	GS-3263	TPP	Duisburg-Süd 2	OGE
4	DH	operational	0.585	120.0	BNA0172a	GS-0808	TPP	Burghausen Industrie 2	BNN
5	IPP	operational	0.374	95.0	BNA1260	GS-3502	TPP	Sindelfingen	TEN
6	DH	operational	0.630	65.0	BNA1248b	GS-0807	TPP	UPM Schongau Heizkraftwerk 3	BNN
7	DH	operational	0.363	50.0	BNA0172b	GS-0805	TPP	CCPP Haiming OMV	BNN

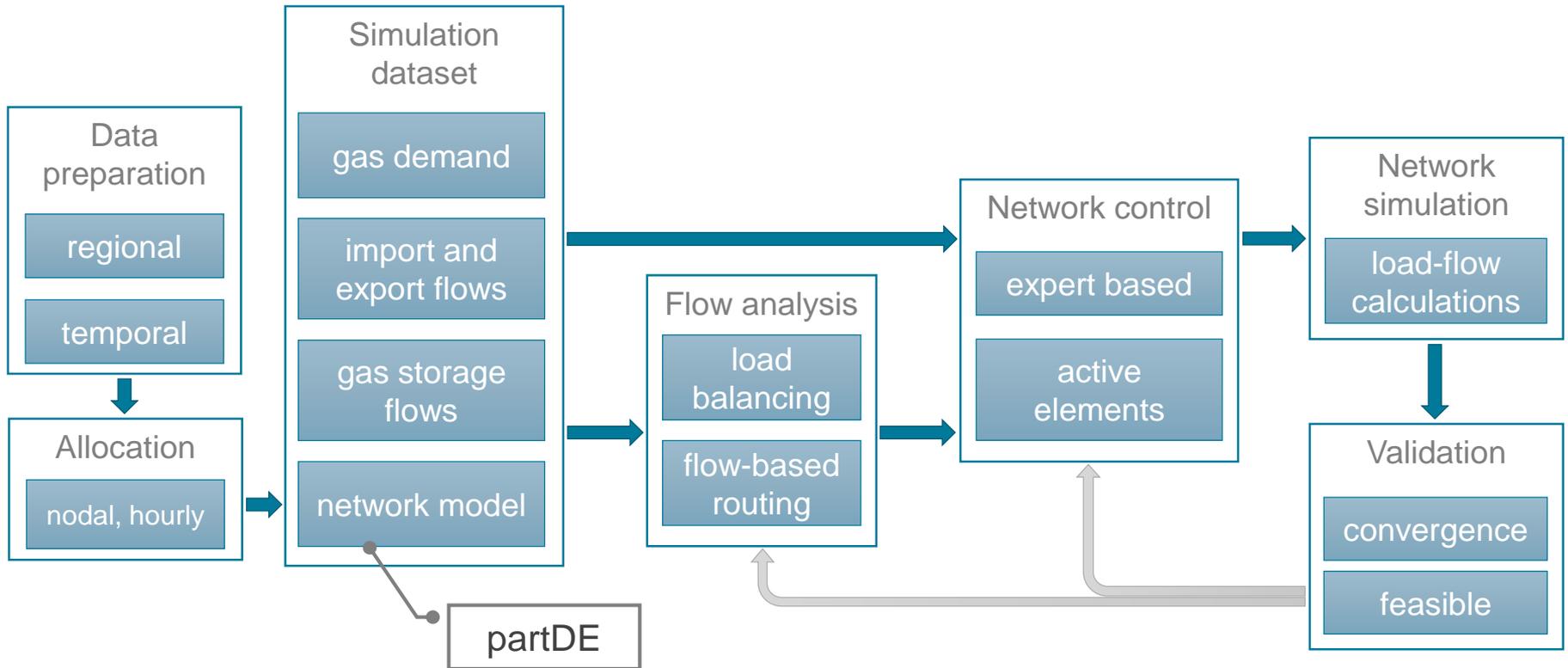
Simbench data granularity is  
power grid node (not block)

mapping n:1

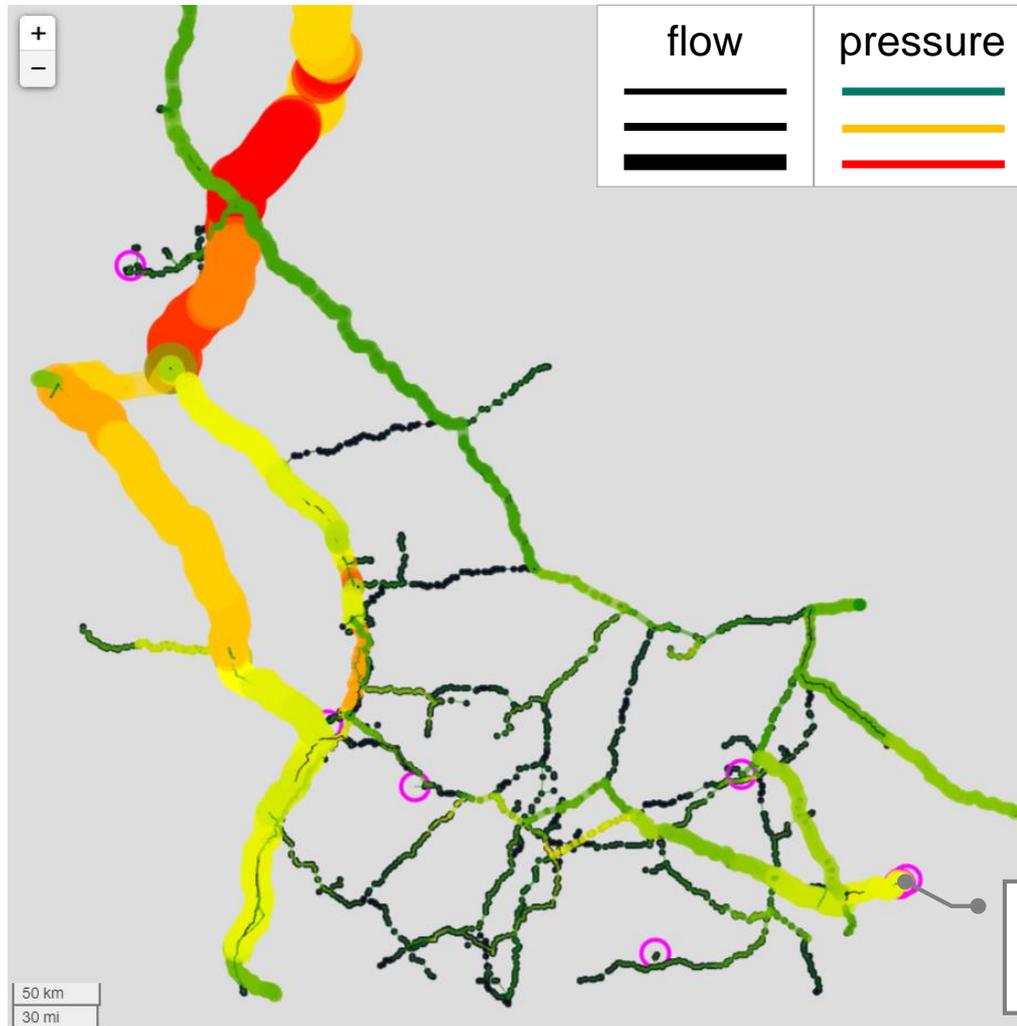
# Demonstrator partDE – use case



# Tool-chain gas network simulation



# Demonstrator partDE – use case



network model

- infrastructure snapshot partDE

flows

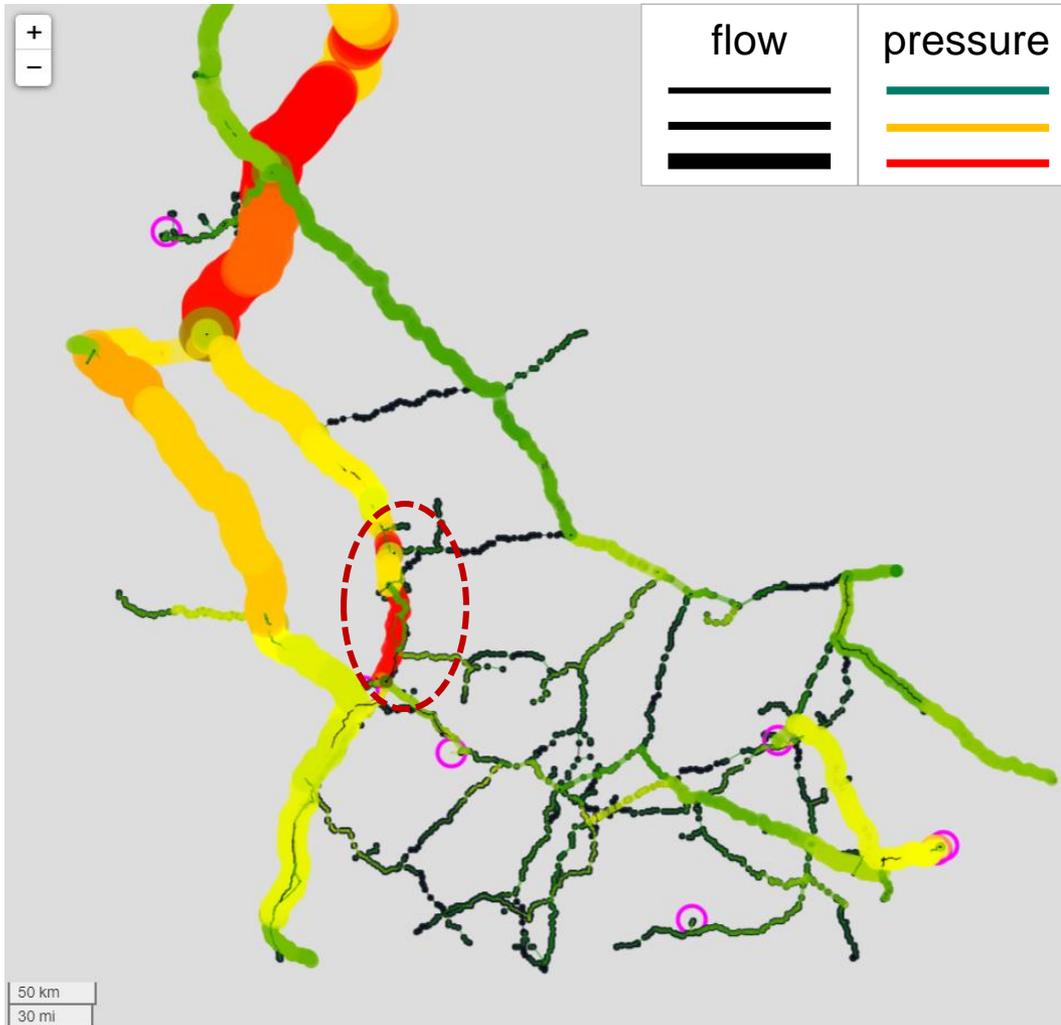
- regional gas demand
- import, export and ugs flows from public data

this figure

- peak load hour on
- 20th January 2016

power plants

# Demonstrator partDE – use case



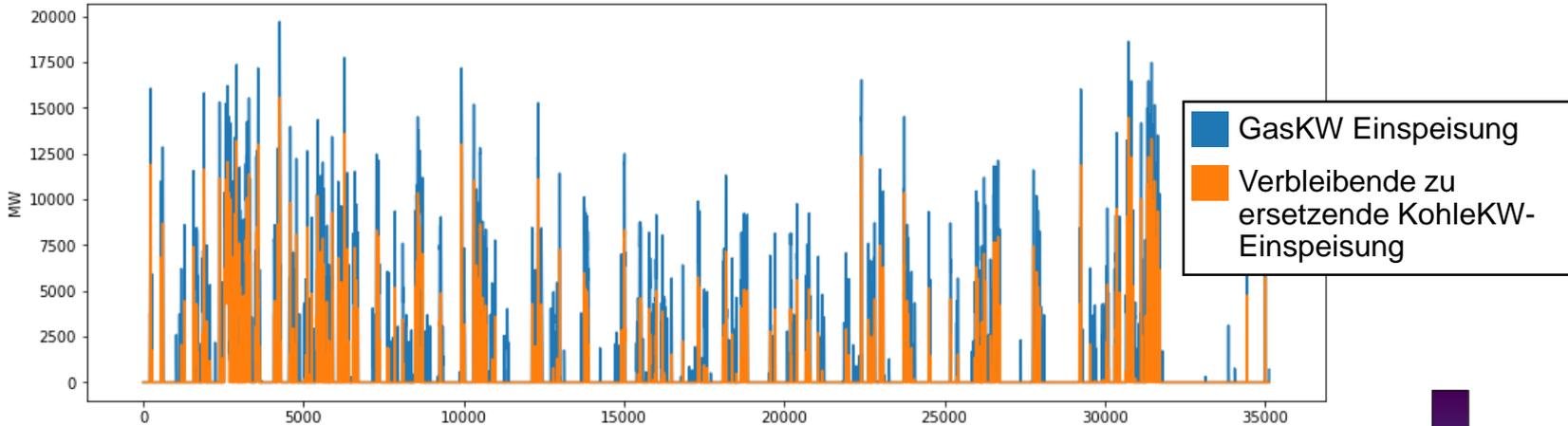
- peak load situation
- 20th January 2016
- **+5 GW demand for gas for power plants**
- additional gas flows required
  - import points / interconnectors
  - underground gas storages
- additional pressure required
  - compressor stations
  - pipelines (design pressure)
- mitigation of high velocities
  - new compressor stations
  - and/or new pipelines (diameter)

# Summary

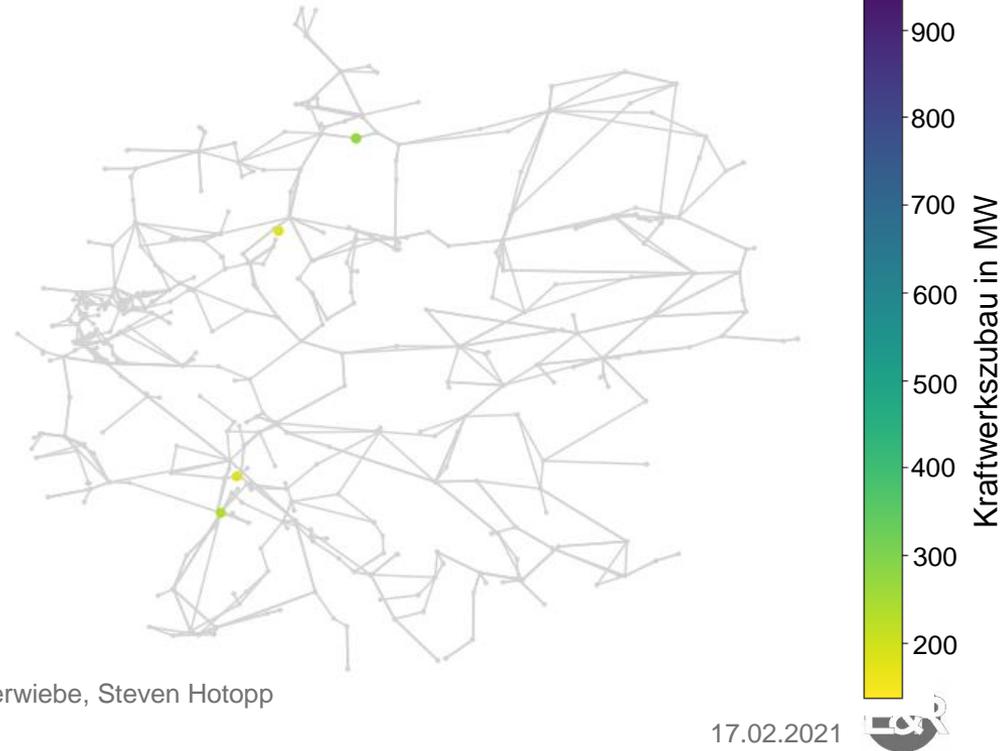
- scenario based analysis of power and gas infrastructures ✓
- interfaces to public domain data ✓
- common database for integrated simulation ✓
- co-simulation of both systems via data coupling ✓
- power flow calculations ✓
- steady-state gas network simulation ✓
- demonstrator power grid ✓
- demonstrator partDE ✓

# Back-Up

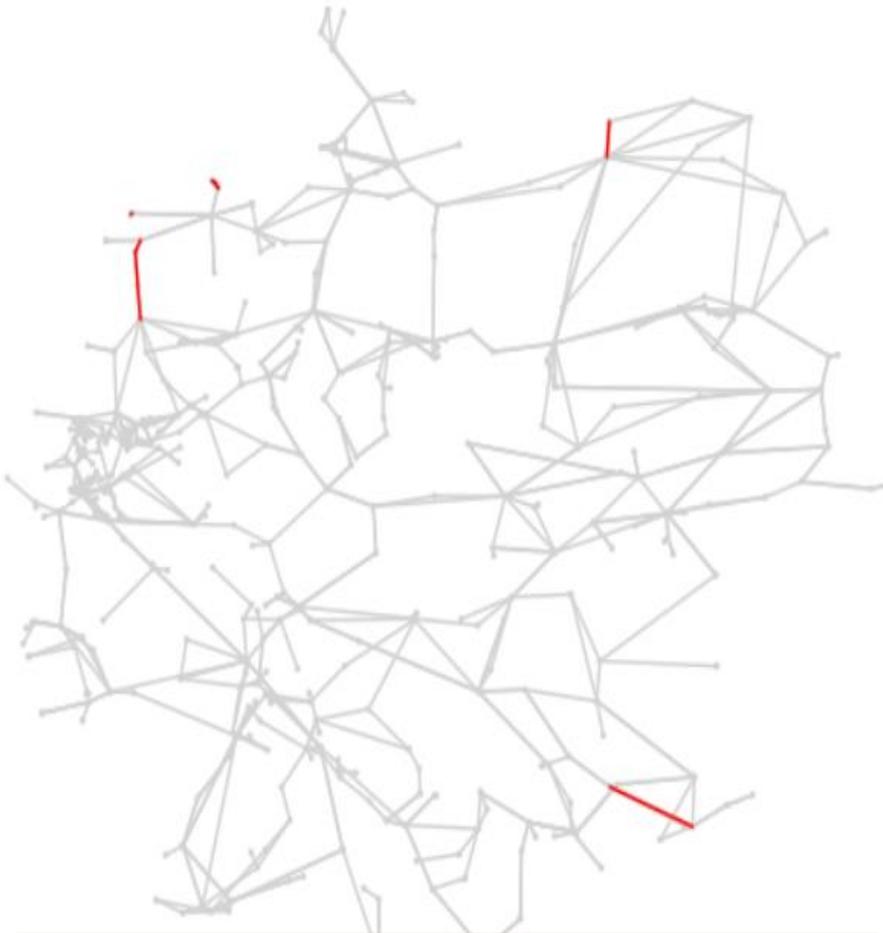
# Backup: Toolchain Schritt 3 und 4: GasKW an ehemaligen KohleKW Standorten



- Zubau von 4 GW Gas an ehemaligen KohleKW-Standorten



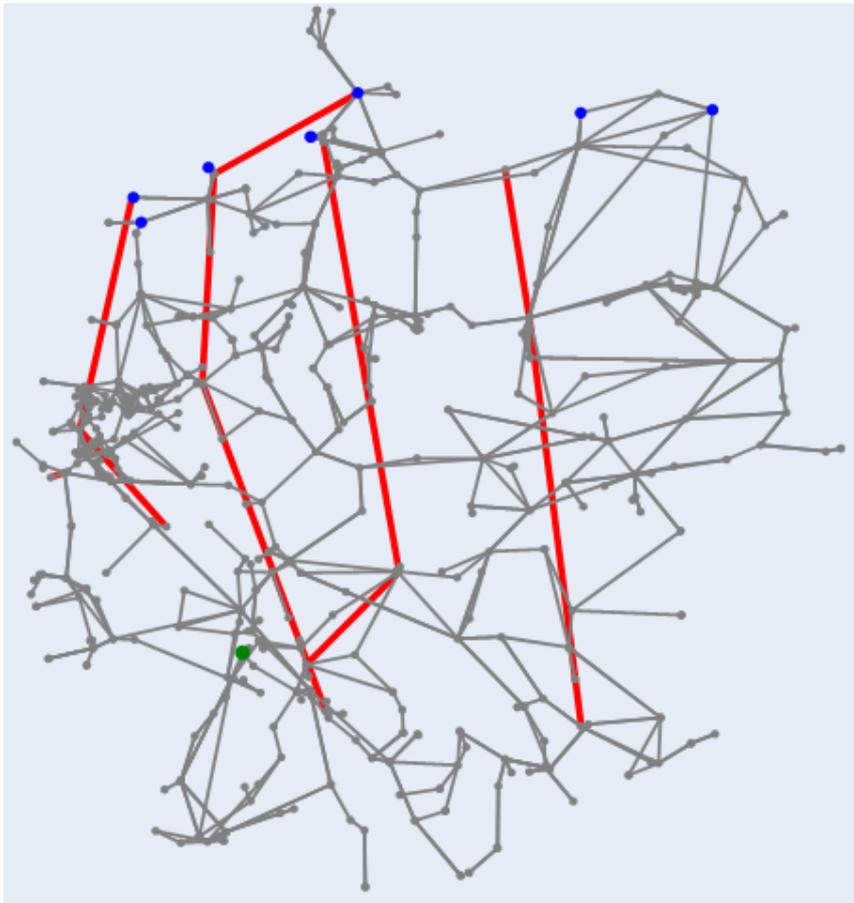
# Anpassungen der Netztopologie (nach NEP)



Sb line Index	Maßnahme NEP	Begründung
289	P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Erhöhtes EE-Aufkommen
765		Hohe Belastung durch dcline Anschluss
100	TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Erhöhtes EE-Aufkommen in Deutschland (Wind & Solarenergie), sowie neue Pumpkraftwerke in Österreich
747, 746, 692, 691	TTG-P66: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde	Abtransportieren der EE-Rückspeisung Richtung Süden
593	NOR-2-2: DC-Netzanbindungssystem	HGÜ Verbindung von Offshore-Windparks zur Küste
79, 768	AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein	Transport von offshore- und onshore Windenergie

- Kapazitäten werden erhöht, Orientierung an NEP (2019) Ausbaumaßnahmen
- Parameter ‚parallel‘ wird erhöht

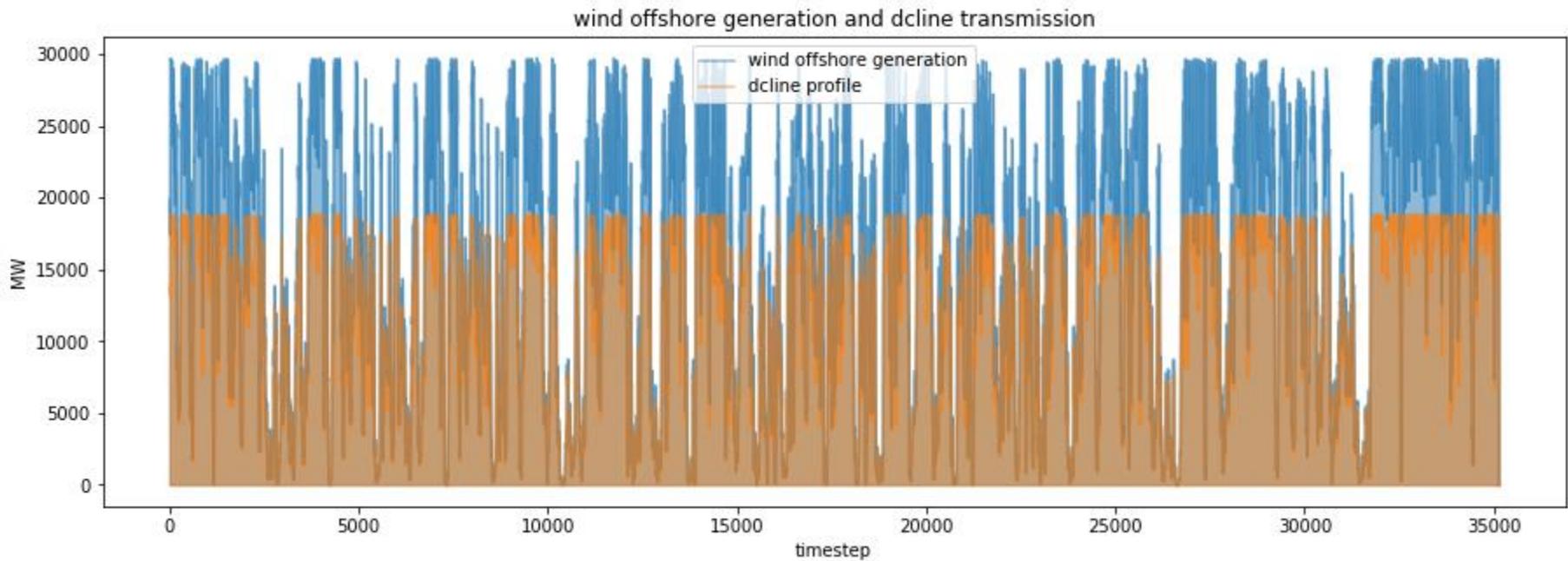
# Toolchain Schritt 5: Anpassungen der Leitungen - HGÜ



- Parametrierung der DC-Lines: Übertragene Leistung orientiert sich an Offshore-Leistung

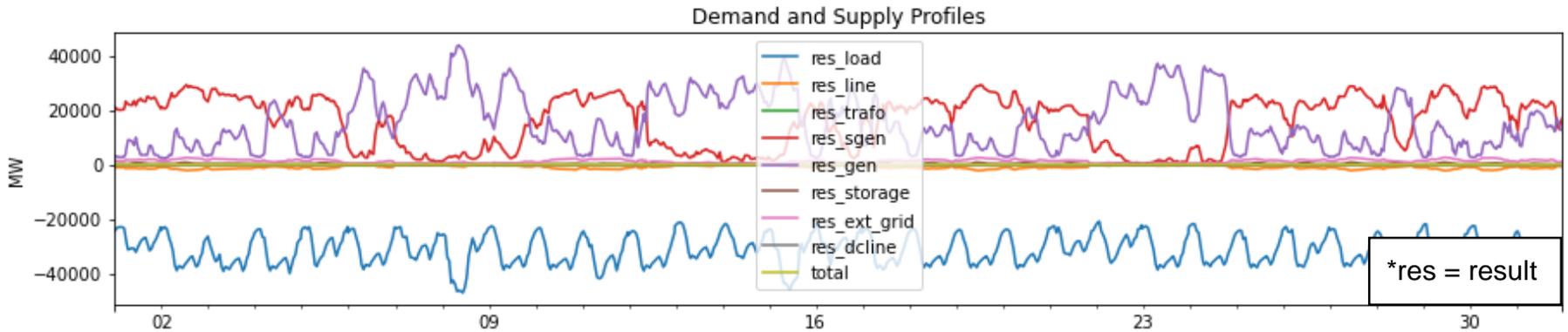
Ort	Element	NEP	
Heide/ West	Wind offshore Bus, Dc line	NOR- 10-2, DC21	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erhöhung Übertragungskapazität zwischen Schleswig Holstein/Niedersachsen /Nordrhein-Westphalen</li> <li>- Startpunkt der HGÜ hat im Simbench-Modell keinen nahegelegenen Bus mit Wind-Offshore, deshalb wird ein neuer hinzugefügt</li> <li>- Dieser entspricht einer HGÜ Verbindung zwischen Offshore-Park und Festland im NEP</li> </ul>
Wilhelms -haven	Dc line	DC21	
Uentrop	Dc line	DC21	
Altbach	Dc line	DC23	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fortsetzung der DC21 nach Baden-Württemberg</li> </ul>
Klein Rogahn	Dc line (Verläng erung)	DC20	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nördliche Verlängerung der bereits im Simbench-Datensatz implementierten DC5 zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern</li> </ul>

# Parametrierung HGÜ



# Lastflussberechnung: Ergebnis

Zeitraum: Mai, viertelstündliche Zeitschritte



- Last
- Erneuerbare Einspeisung
- Konventionelle Einspeisung
- Speicher
- Netzbilanz
- Trafo-Verluste
- Leitungsverluste
- Slack
- HGÜ

## Quellen:

- Simbench (2019): SimBench – Elektrische Benchmarknetzmodelle – Dokumentation, e2n, Fraunhofer IEE, IAEW, ie3, 2019
- Kunz et. al (2017): Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System – Data documentation 92, Friedrich Kunz, Mario Kendziorski, Wolf-Peter Schill, Jens Weibezahn, Jan Zepter, Christian von Hirschhausen, Philipp Hauser, Matthias Zech, Dominik Möst, Sina Heidari, Björn Felten and Christoph Weber, DIW Berlin, (2017)