

Smart Nord

Verteil- und Übertragungsnetz

Smart Nord – Teilprojekt 4

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Leibniz Universität Hannover

TP4 - Themen und Mitarbeiter

- AP4.1 - Verbundsystem
 - Timo Breithaupt (LUH)
 - Steffen Garske (LUH)
- AP4.2 – Anlagen und NS-Modell
 - Stefanie Koch (TU BS)
 - Marco Zobel (Next Energy)

Motivation

- Dezentralisierung der Energieerzeugung
 - Zunehmender Anteil EEG- und KWKG-geförderter Anlagen im Netz
 - Integration dieser Anlagen ins Verteilnetz
 - Integration dieser Anlagen ins Übertragungsnetz
- Verdrängung konventioneller Großkraftwerke
 - Reduzierung der rotierenden Massen im Netz
 - Systemdienstleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen notwendig

Zentrale Fragestellung

*„In welchem Maß können **dezentrale Erzeugungsanlagen** in den **Verteilnetzen** die **Kraftwerksaufgaben** für das **Gesamtsystem** übernehmen?“*

TP4 – Übersicht und Ziele

Ausfall
Kraftwerk

Simulation
TP4

$f(t)$

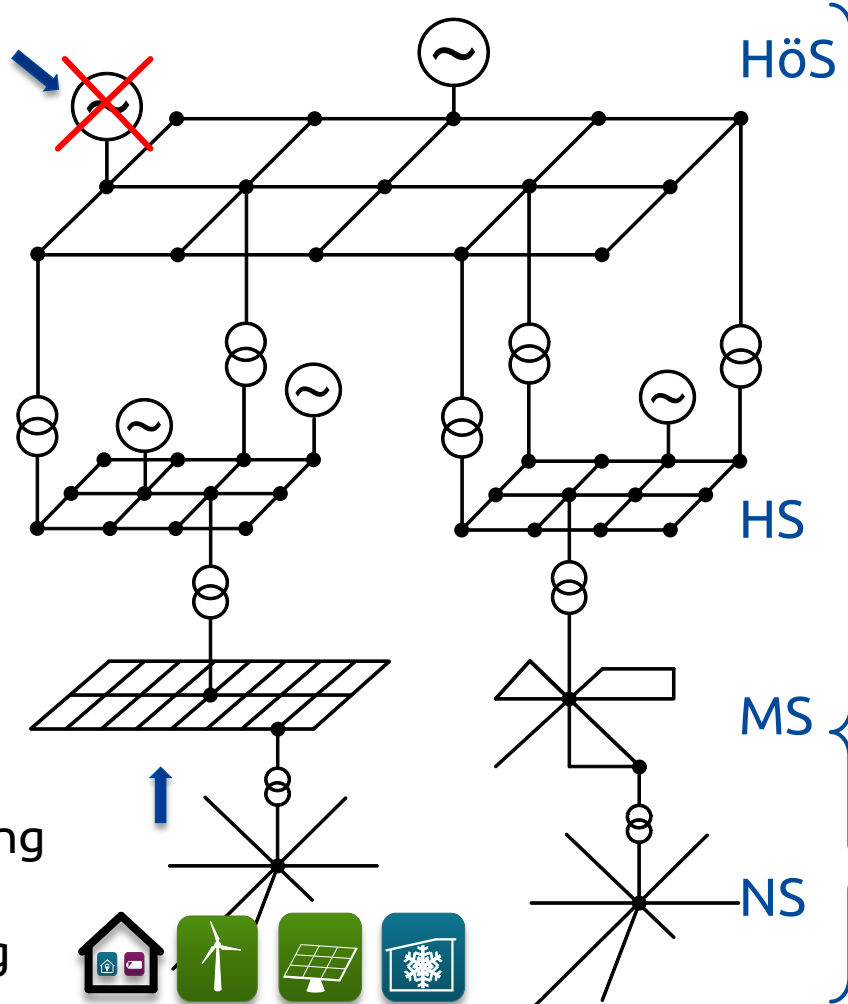
$U_i(t)$

$I_{ij}(t)$

$P_{ij}(t)$

$Q_{ij}(t)$

Bereitstellung
SDL,
Wirkleistung



AP4.1
Verbundsystem

Aufbau Netzmodelle
für HöS, HS & MS

Netz- und
Strommarktsimulation

stationär

dynamisch

AP4.2
Anlagen und NS-Modell

Aufbau NS-Netze

Anlagenmodelle

Netzverträglichkeit

Verbundsystem

Arbeitspaket 4.1

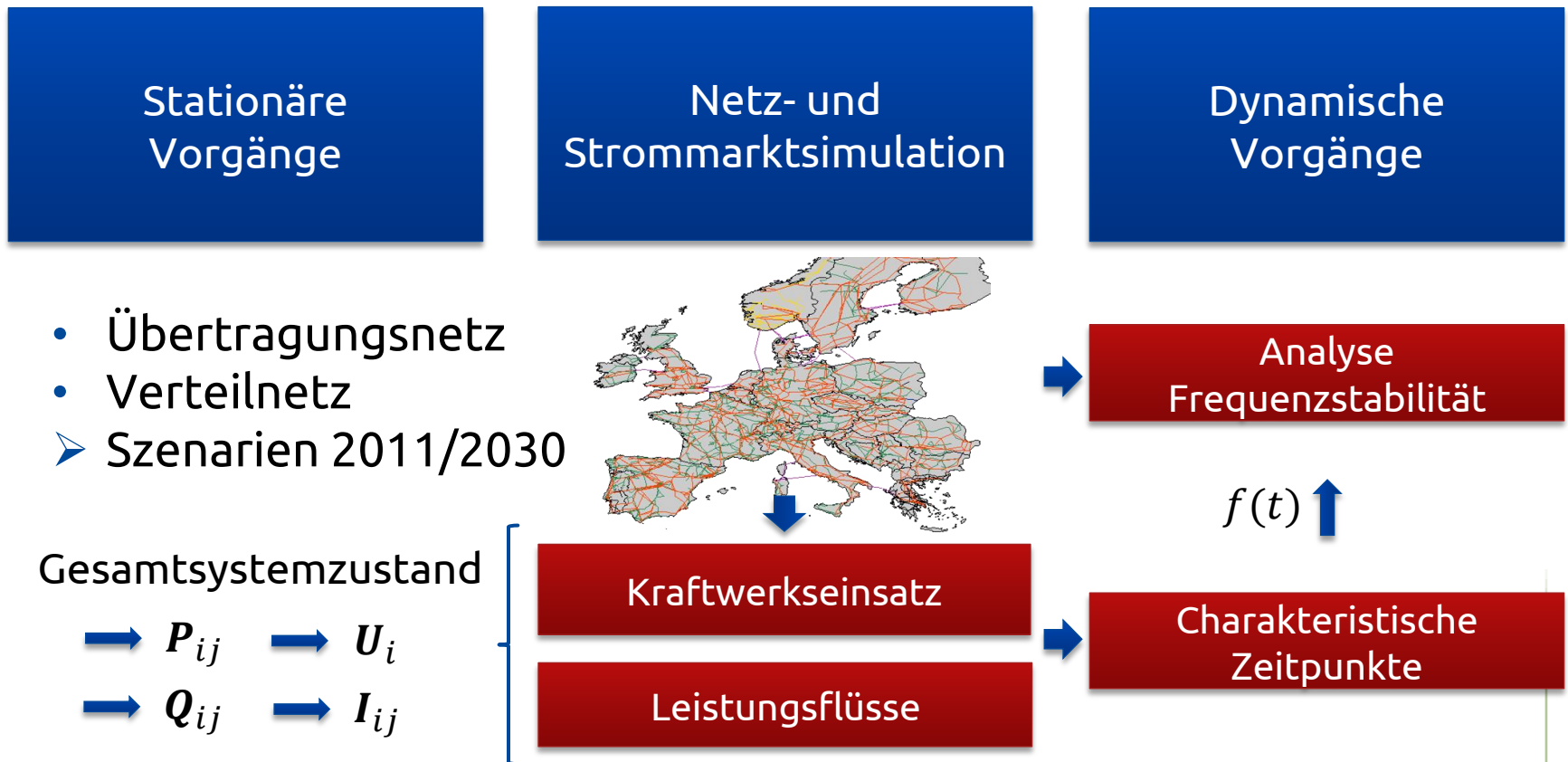
Timo Breithaupt (LUH)

Steffen Garske (LUH)

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann (LUH)

Methodik AP4.1

- Kohärente Betrachtung von stationären und dynamischen Vorgängen



Agenda AP4.1

1. Gesamtsystemmodell

1. Netz- und Strommarktmodell
 2. Verteilnetzausschnitt
2. Simulation stationärer Vorgänge
 3. Simulation dynamischer Vorgänge
 4. Zusammenfassung

Gesamtsystemmodell AP4.1

HöS-Ebene

- Europäisches HöS-Netz- und Strommarktmodell (Übertragungsnetz)
- Verteilnetzausschnitte an ausgewählten HöS-Knoten

HS-Ebene

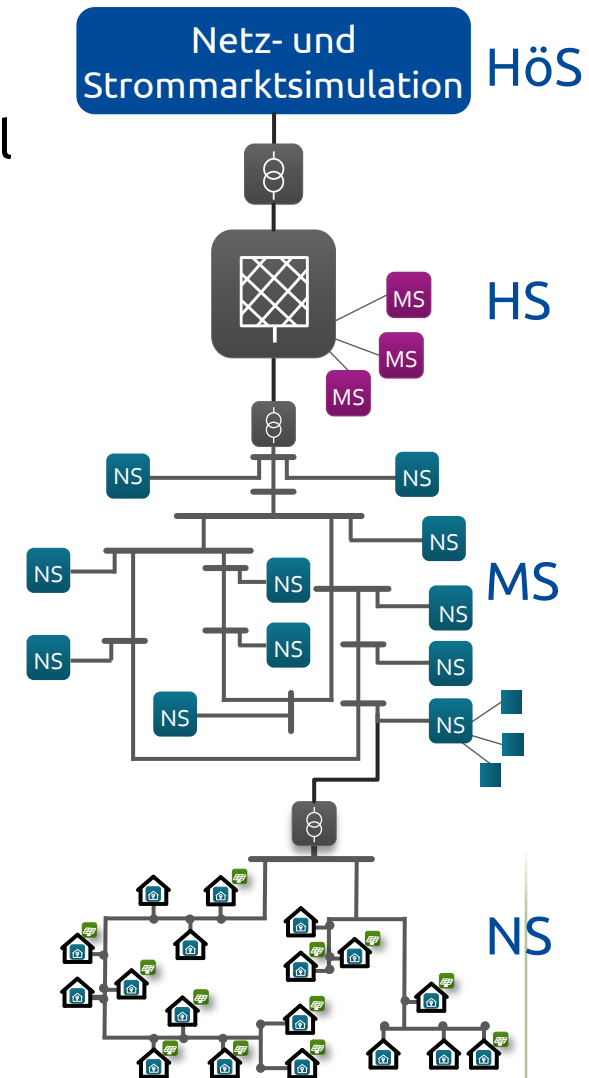
- Synthetische Netz-, Erzeugungs- und Lastmodelle für HS-Ebene

MS-Ebene

- Einfaches MS-Benchmark-Netzmodell mit detaillierten Last- und Erzeugungsmodellen

NS-Ebene

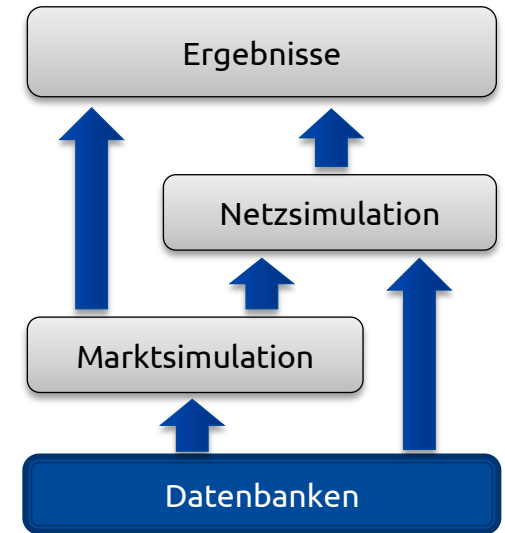
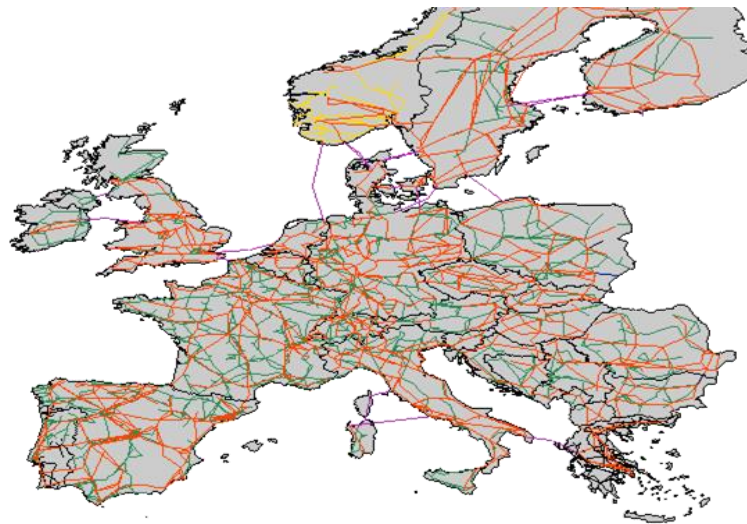
- NS-Netze (AP4.2) nach max. Leistung an die MS-Knoten verteilt und aggregiert



Netz- und Strommarktmodell

- Am IEH entwickelte Simulationsumgebung
- ENTSO-E-Netzgebiet Continental Europe

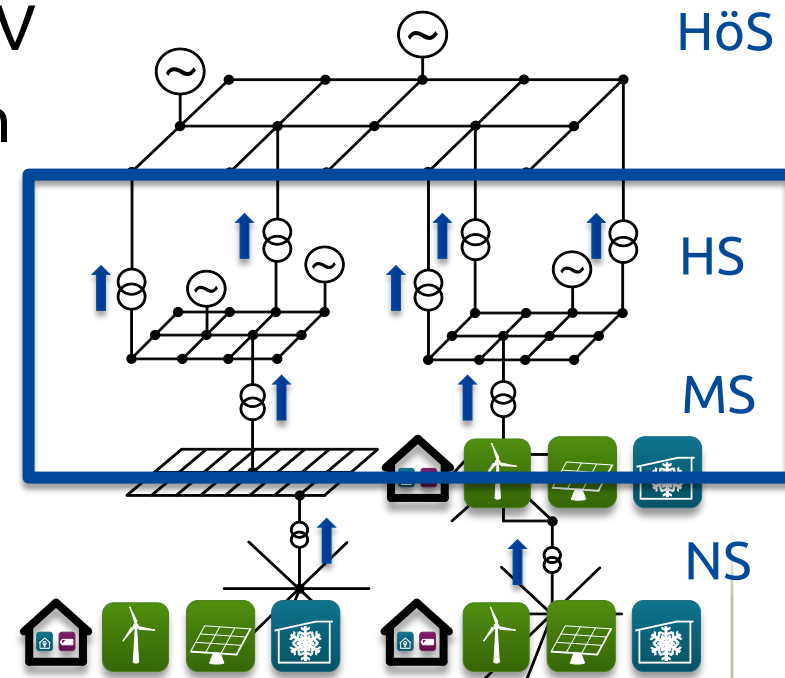
- ≥ 750 kV
- 380 kV - 750 kV
- 300 kV - 380 kV
- 220 kV - 300 kV
- < 220 kV
- HGÜ



- Integrierte Simulation von Übertragungsnetz und Markt
- Modularer Aufbau aus verschiedenen Datenbanken und Modellen

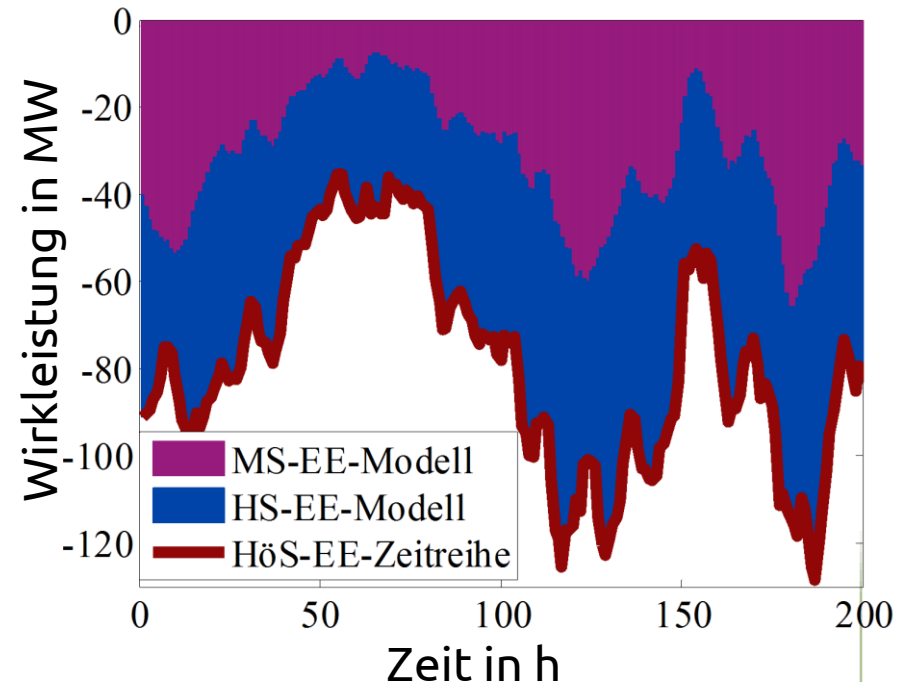
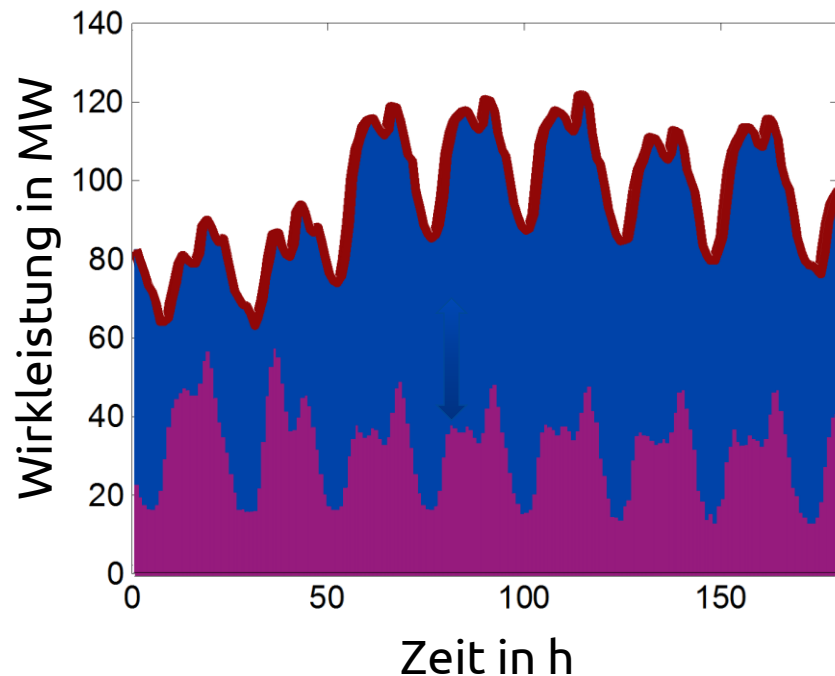
Verteilnetzausschnitt (1/2)

- Berechnung aller HöS-Knoten mit unterlagerten Spannungsebenen nicht umsetzbar
- Auswahl eines HöS-Knotens in Niedersachsen
 - Beispiel: Landesbergen 220 kV
 - Integration der unterlagerten Spannungsebenen
- Abstimmung von Last und Erzeugung in allen Spannungsebenen (siehe AG Szenarien)



Verteilnetzausschnitt (2/2)

- Aufteilung der HöS-Last und EE-Erzeugung auf verteilte Modelle in HS- und MS-Ebene
- Beispiel: Landesbergen 220 kV



- Modellierung mit regionalen Kenndaten aus HöS-Ebene

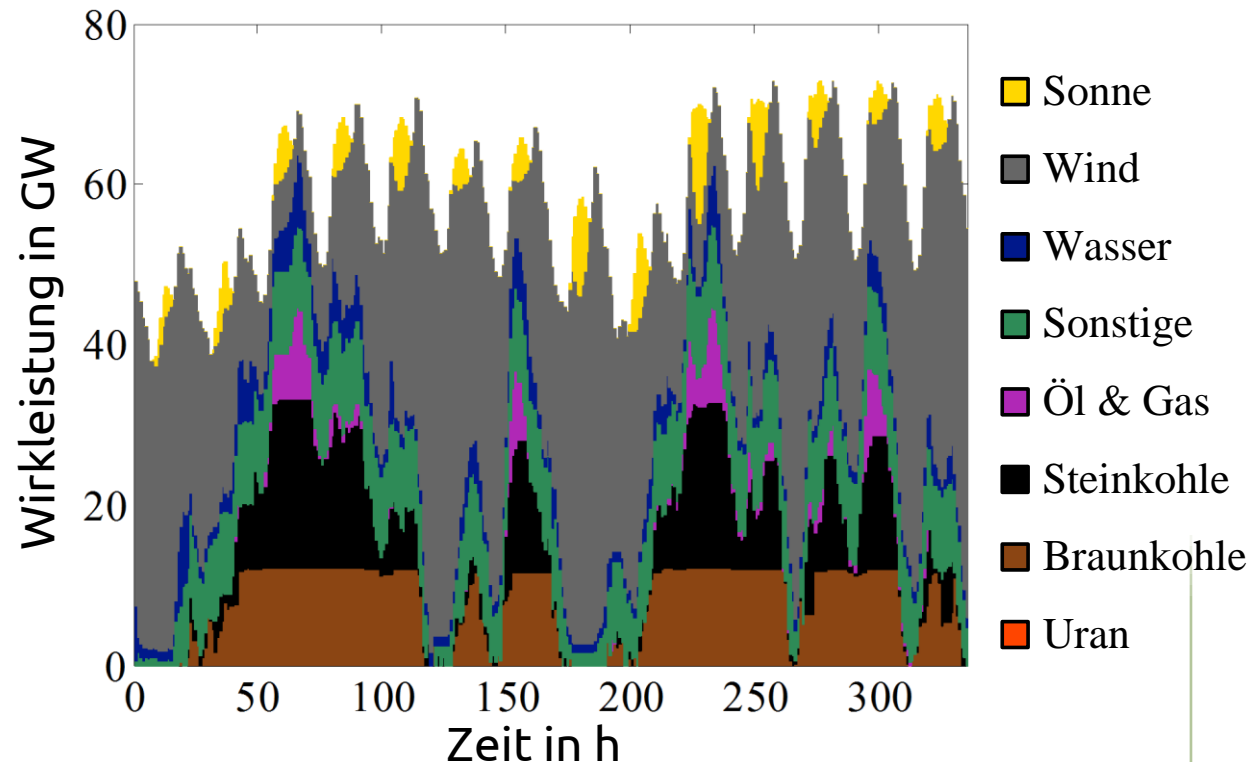
Agenda AP4.1

1. Gesamtsystemmodell
 1. Netz- und Strommarktmodell
 2. Verteilnetzausschnitt
- 2. Simulation stationärer Vorgänge**
3. Simulation dynamischer Vorgänge
4. Zusammenfassung

Stationäre Vorgänge (1/3)

- Ergebnis der Marktsimulation: **Kraftwerkseinsatz**
- Basis für Leistungsflussberechnung

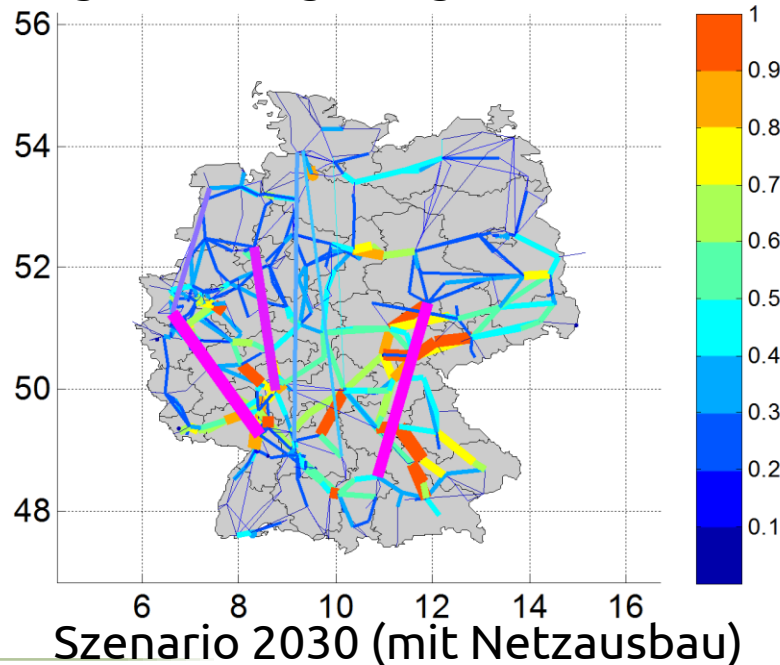
- Januar, **2030**
(Deutschland)
- Last 50 – 70 GW
- Keine Kernenergie
- Hohe Einspeisung:
Wind



Stationäre Vorgänge (2/3)

- Ergebnis der Netzberechnung mit Kraftwerkseinsatz: **Leistungsfluss** für das HöS-Netzmodell
- Szenario 2030 für Erzeugung und Lasten führt zu weitreichenden und unzulässigen Engpässen

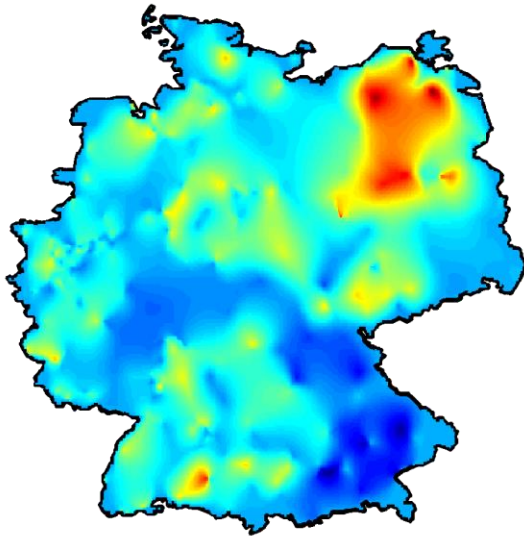
Leitungsauslastung bezogen auf Nennleistung



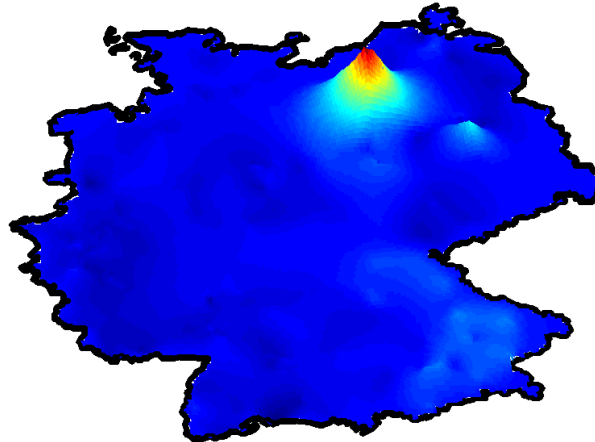
- Netzausbaumaßnahmen notwendig
- Einarbeitung NEP 2012 und TYNDP
- Weitere netzplanerische Maßnahmen notwendig

Stationäre Vorgänge (3/3)

- Analyse der Leistungsflüsse/Engpässe mit Netzausbau
- Konvergenz der Leistungsflussberechnung
- Blindleistungsmanagement im Übertragungsnetz



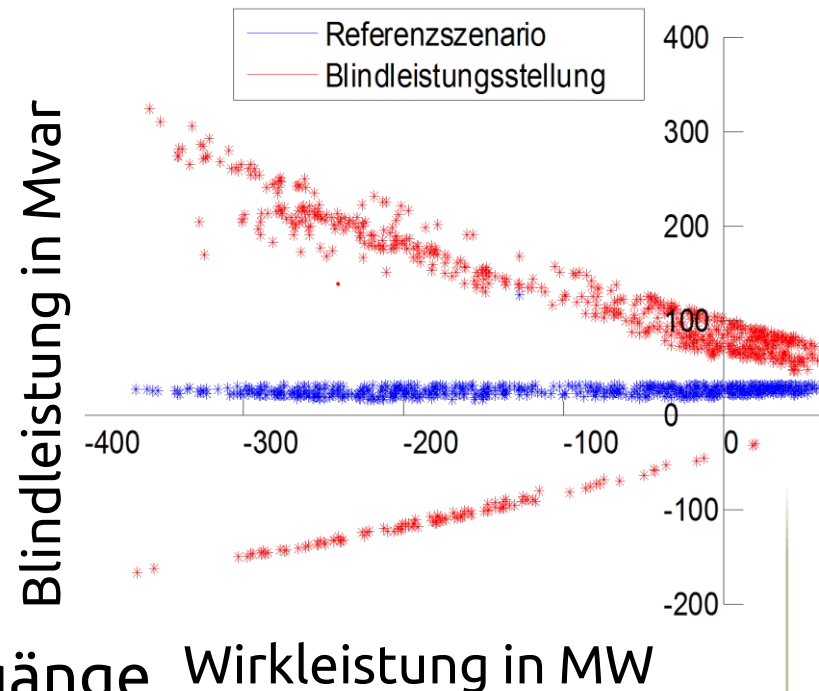
Spannungsprofil im
Übertragungsnetzmodell



Lokale Auswirkungen
unterlagerter Verteilnetze

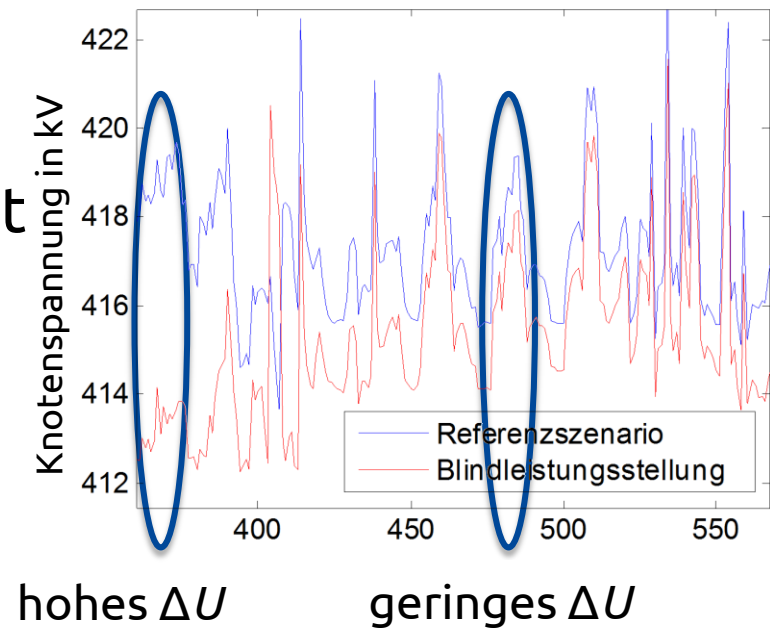
Stationäre Vorgänge (3/3)

- Blindleistungsmanagement im Übertragungsnetz und Einhaltung der Spannungsbänder (HöS, HS und MS)
- Blindleistungsbezug/-abgabe der unterlagerten Netzebenen
 - Gezielter Beitrag möglich
 - Abhängig von Arbeitspunkt Zeit und Ort
 - Folgeprojekt „iQ-Regler“
- Stationär konvergierende Gesamtsystemzustände
- Betrachtung dynamischer Vorgänge



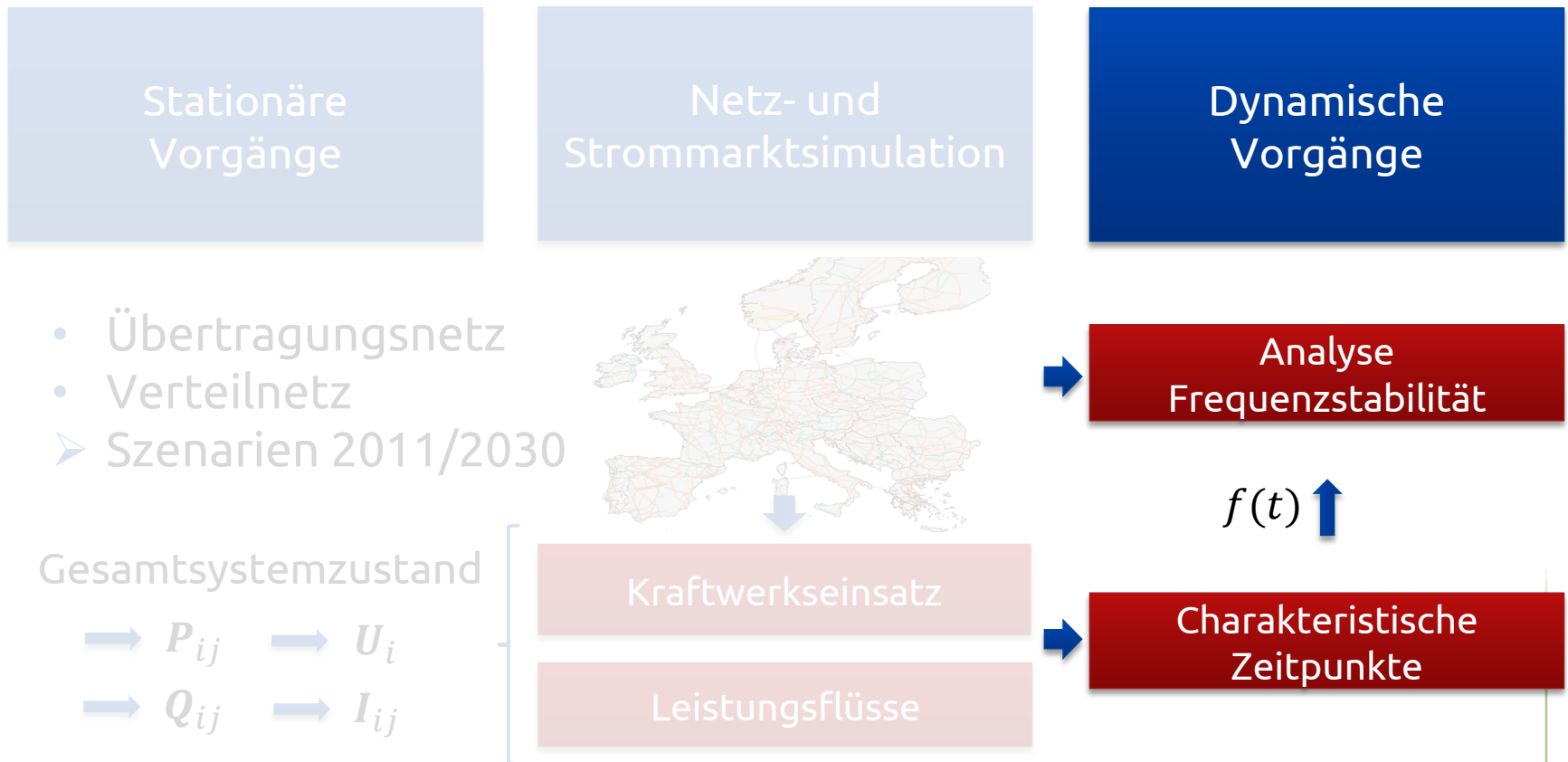
Stationäre Vorgänge (3/3)

- Blindleistungsmanagement im Übertragungsnetz und Einhaltung der Spannungsbänder (HöS, HS und MS)
- Blindleistungsbezug/-abgabe der unterlagerten Netzebenen
 - Gezielter Beitrag möglich
 - Abhängig von Arbeitspunkt Zeit und Ort
 - Folgeprojekt „iQ-Regler“
- Stationär konvergierende Gesamtsystemzustände
- Betrachtung dynamischer Vorgänge



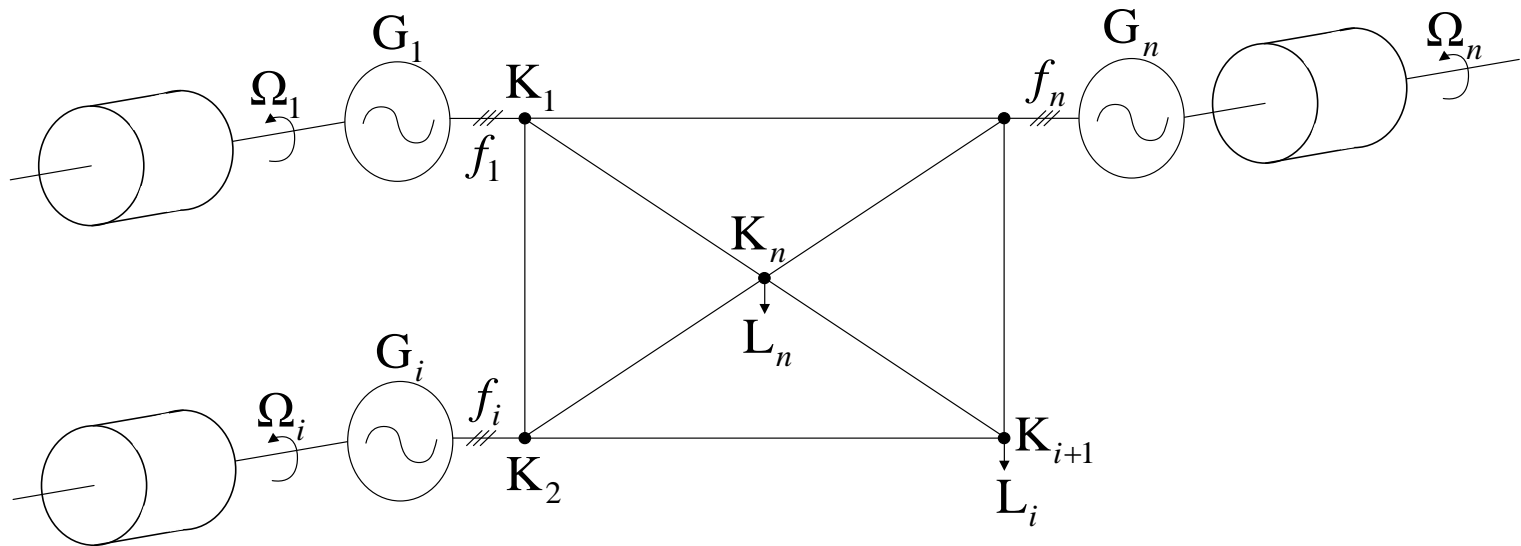
Methodik AP4.1

- Kohärente Betrachtung von stationären und dynamischen Vorgängen



Frequenzstabilität – Übersicht

- Simulation und Beurteilung der Frequenzverläufe nach Störfällen
- Modellierung der einzelnen Erzeugungseinheiten und Kopplung über Netzgleichungen – Quasistationärer Ansatz



Frequenzstabilität – Übersicht

- Simulation und Beurteilung der Frequenzverläufe nach Störfällen
- Modellierung der einzelnen Erzeugungseinheiten und Kopplung über Netzgleichungen – Quasistationärer Ansatz

Zustandsgleichungen Synchronmaschine

$$\begin{bmatrix} k_f \dot{\Psi}_f \\ k_D \dot{\Psi}_D \\ k_Q \dot{\Psi}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/T_{ff} & k_f/T_{fd}k_D & 0 \\ k_D/T_{Df}k_f & -1/T_{DD} & 0 \\ 0 & 0 & -1/T_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_f \Psi_f \\ k_D \Psi_D \\ k_Q \Psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_f & k_f^2 R_f & 0 \\ 0 & k_D^2 R_D & 0 \\ 0 & 0 & k_Q^2 R_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_f \\ I_d \\ I_q \end{bmatrix}$$

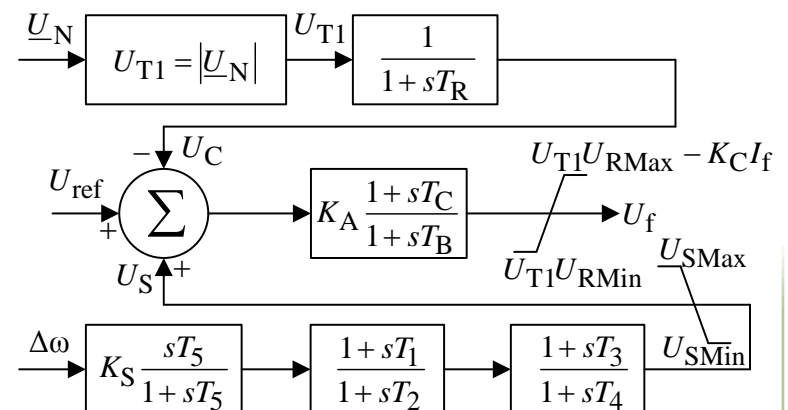
$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_L \\ \Delta \dot{\delta}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_L \\ \Delta \delta_L \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_m(T_m + T_e) \\ 0 \end{bmatrix}$$

Netzgleichung

$$\underline{Y}_{NN} \underline{u}_N = \underline{i}_N = \underline{i}_L + \underline{i}_G + \underline{i}_{Dez}$$

B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen*, vol. I. Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2009.

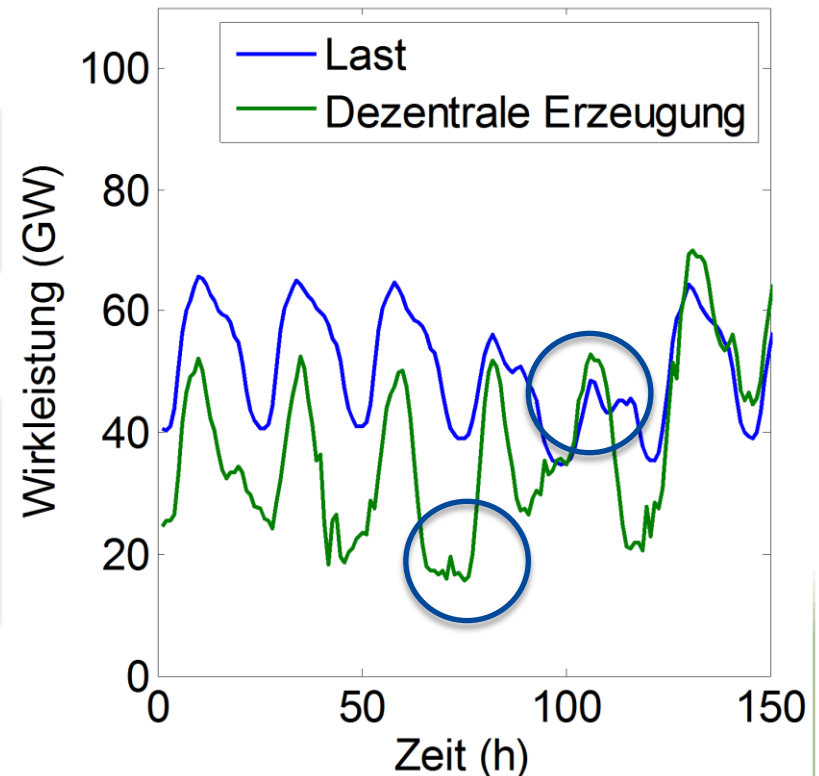
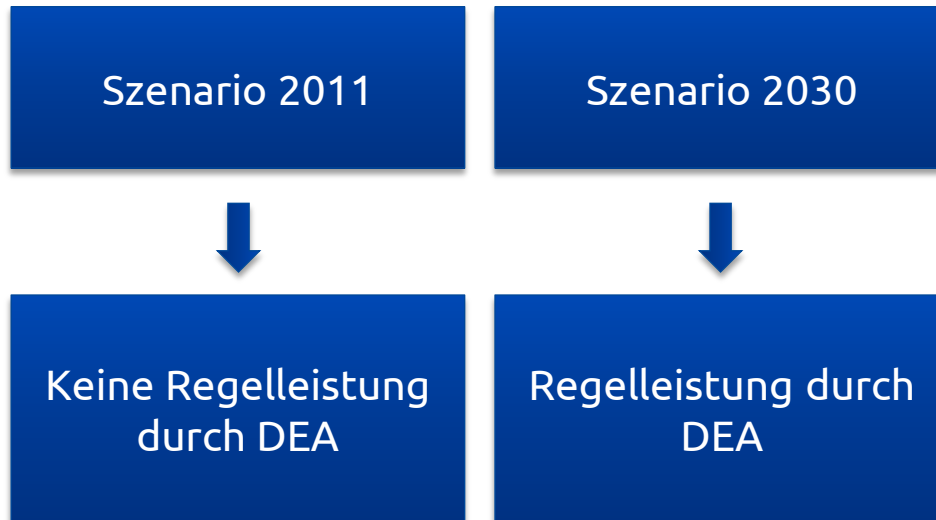
Erregersystem mit Pendeldämpfung



IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std. 421.5-2005, April 2006.

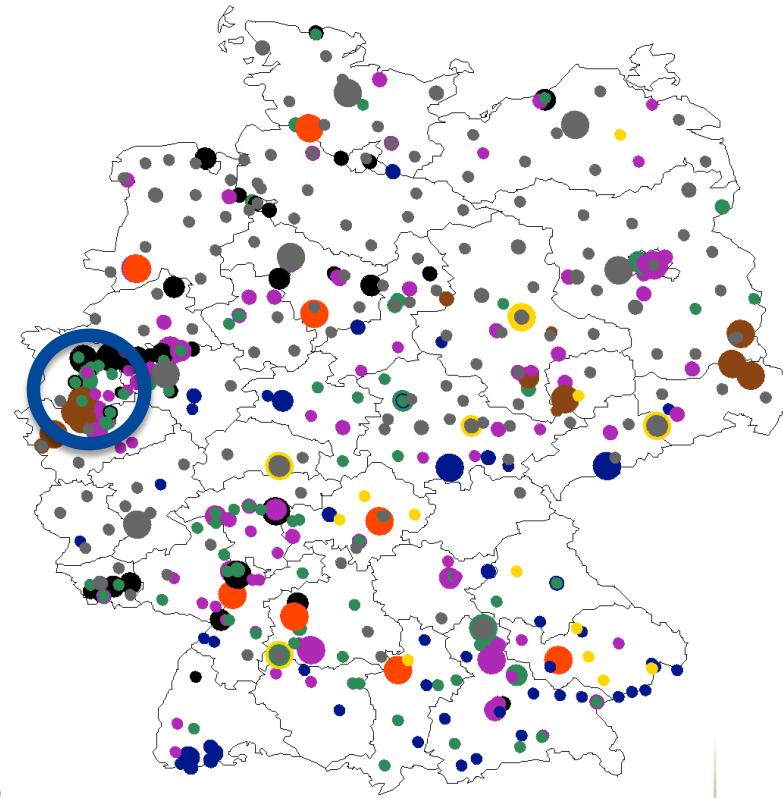
Frequenzstabilität – Vorgehen

- Beurteilung der Frequenzverläufe nach Störfällen
- Auswahl charakteristischer Zeitpunkte aus Ergebnissen der stationären Betrachtungen



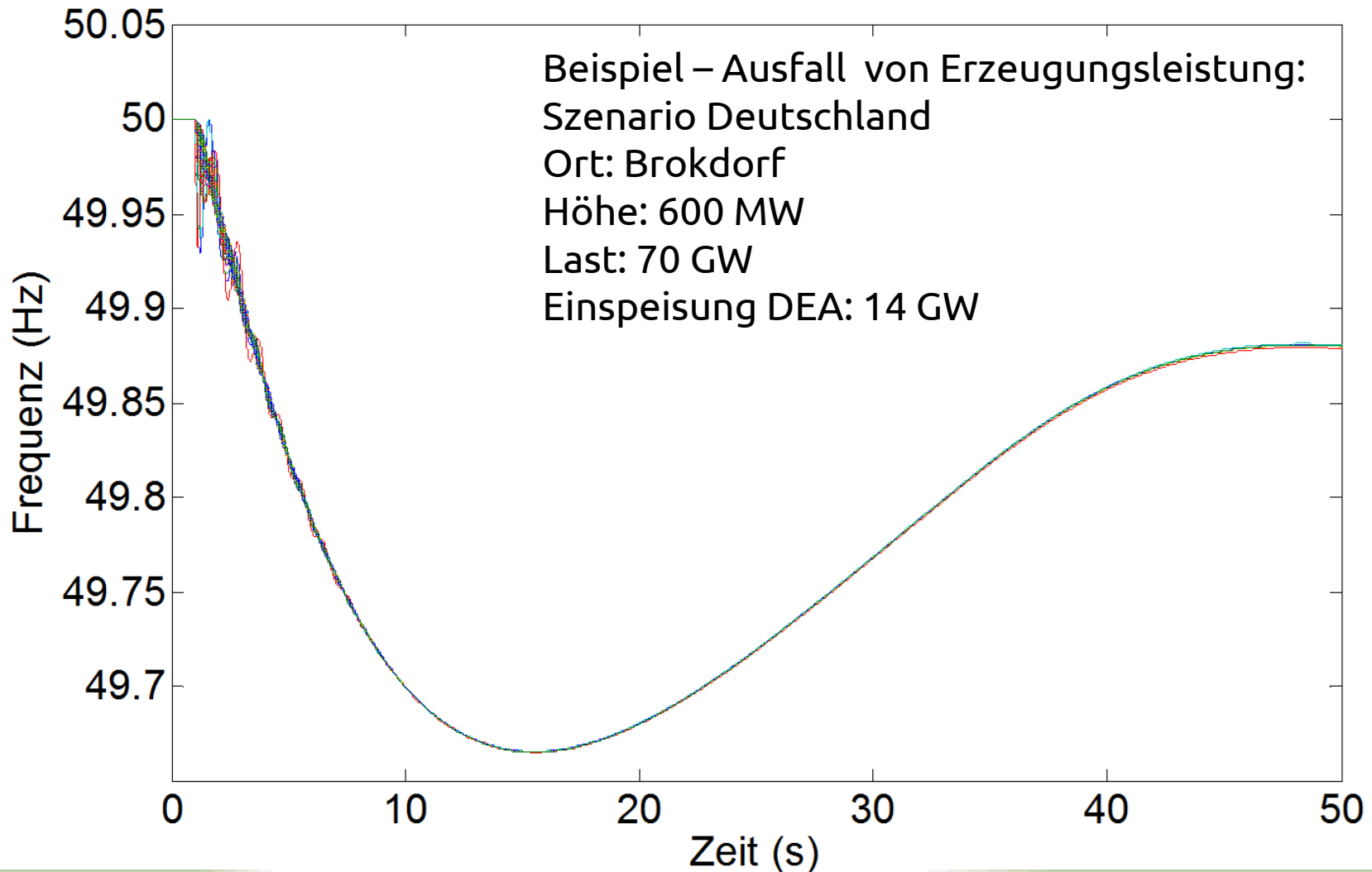
Frequenzstabilität – Vorgehen

- Adaption des ENTSO-E Auslegungsstörfalls für Deutschland & Anrainer
- Ausfall von 1850 MW Erzeugung in Rommerskirchen (Ruhrgebiet)
- Marktbasierte Aufteilung der PRL auf konv. Kraftwerke
- Annahme: Beschleunigte PRL durch DEA im Szenario 2030 möglich (WEA 5 s, PV 1 s)
- Identifikation der Zeitpunkte mit Bedarf an PRL durch DEA und dessen Höhe



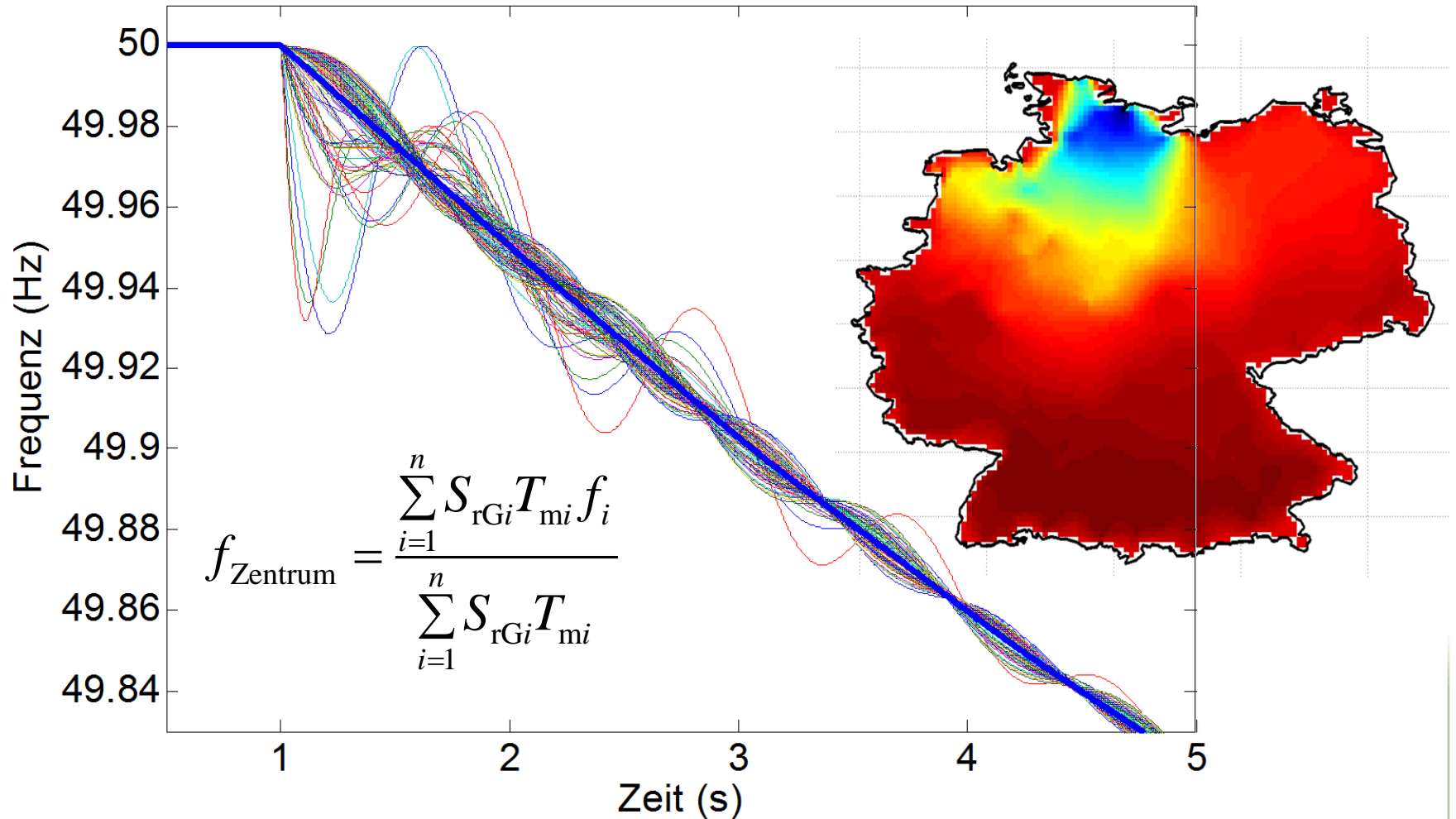
Frequenzstabilität – Ergebnisse

Frequenz an den Generatorknoten



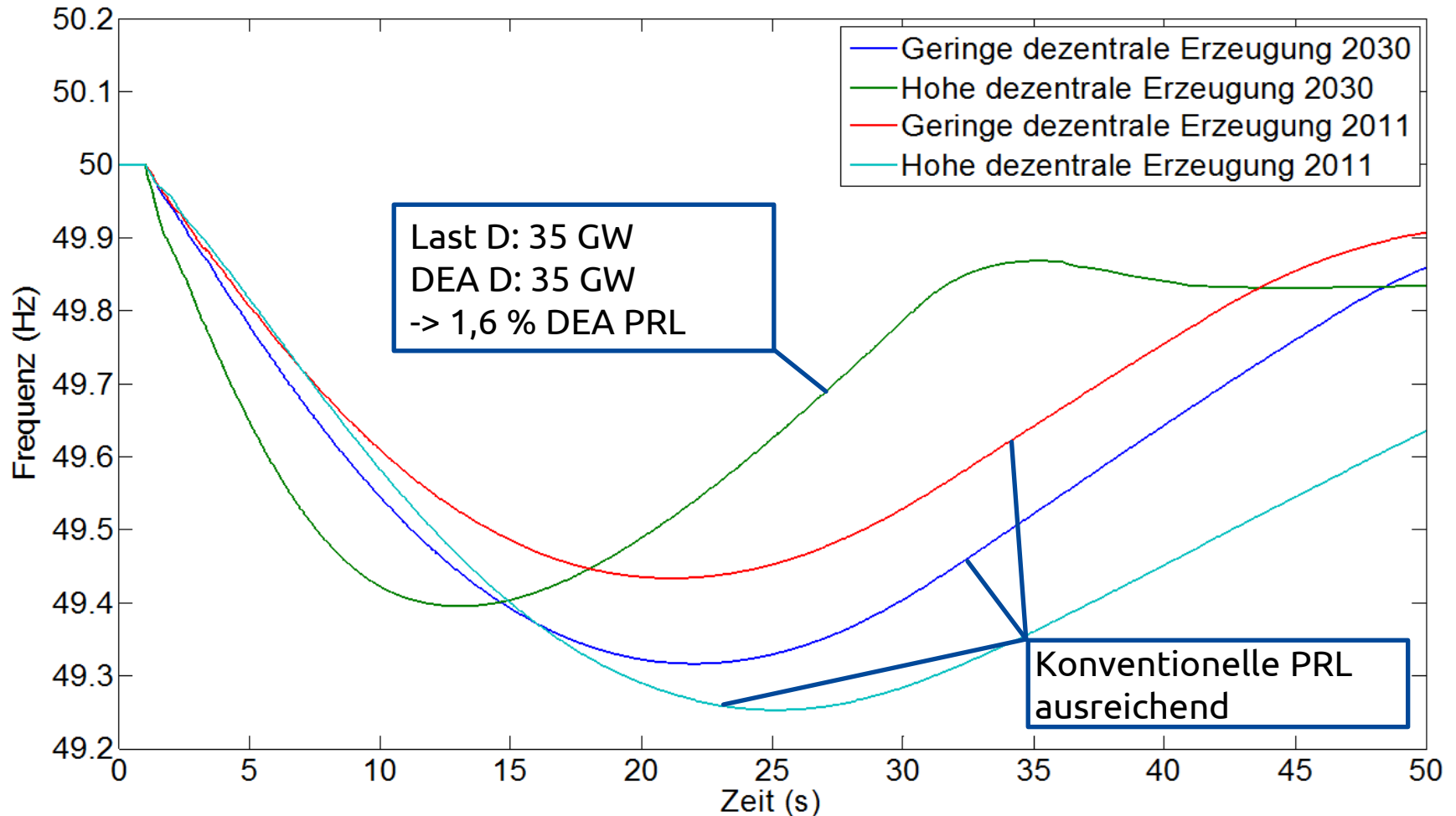
Frequenzstabilität – Ergebnisse

Frequenz an den Generatorknoten



Frequenzstabilität – Ergebnisse

Verläufe der Frequenzcentren für die Schwachlast-Szenarien 2011 und 2030
Erzeugungsausfall von 1850 MW in Rommerskirchen



Agenda AP4.1

1. Gesamtsystemmodell
 1. Netz- und Strommarktmodell
 2. Verteilnetzausschnitt
2. Simulation stationärer Vorgänge
3. Simulation dynamischer Vorgänge
4. **Zusammenfassung**

Ergebnisse aus AP4.1

Betrachtung stationärer Vorgänge:

- Spannungsebenen übergreifendes Systemmodell
- Erweiterungen Netz- und Strommarktsimulator
 - Szenario 2011/2030 in allen Spannungsebenen
- Berücksichtigung der Beiträge unterlagerter Spannungsebenen
 - Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung in Abhängigkeit von Ort und Arbeitspunkt des Netzes möglich

Betrachtung dynamischer Vorgänge:

- Aufbauend auf Ergebnissen der stationären Untersuchungen
- Frequenzstabilität in untersuchten Szenarien gewährleistet – Beiträge der DEA an beschleunigter Primärregelleistung zeitweise notwendig
- Konstante Einspeiseleistung der DEA erhöht den Spannungseinbruch nach Fehlern → frequenzstützend (vgl. Poster)

Quellenverzeichnis

- EuroGeographics und Natural Earth bezüglich der Grenzen
- ENTSO-E Lastzeitreihen
(country-packages - www.entsoe.eu)
- Kraftwerksliste Bundesnetzagentur
(<http://www.bundesnetzagentur.de>)
- Netzentwicklungsplan (NEP) 2012
(Bundesnetzagentur, ÜNB)

Anlagen und NS-Modell

Arbeitspaket 4.2

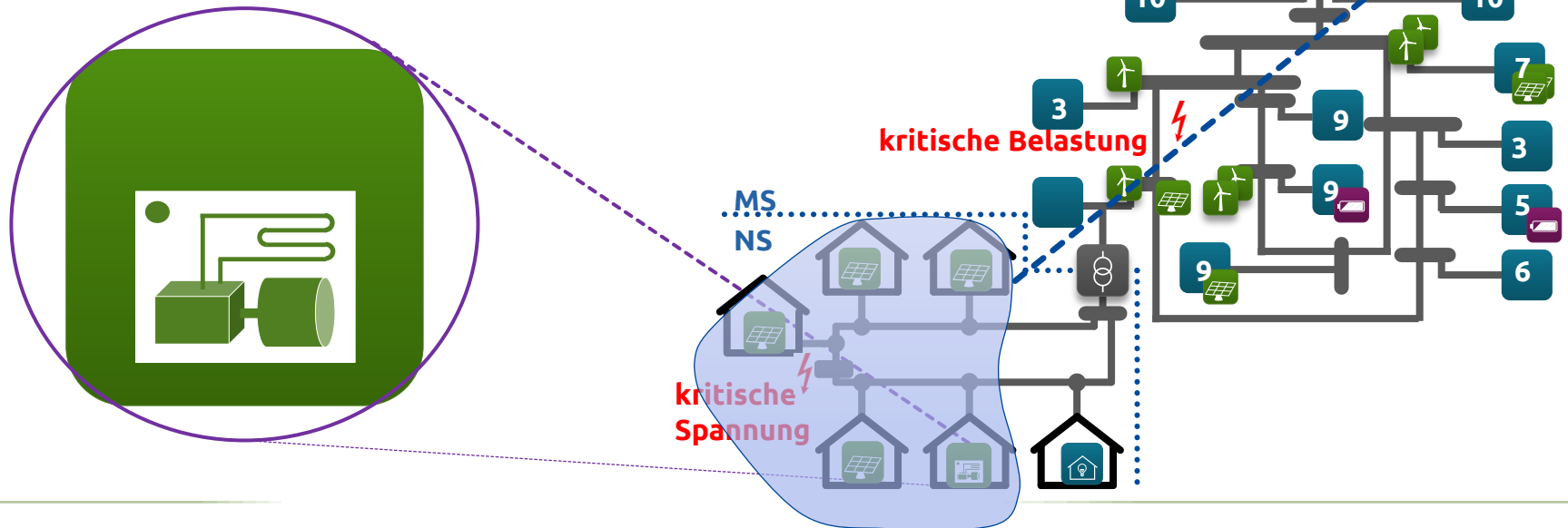
Stefanie Koch (Technische Universität Braunschweig)

Marco Zobel (Next Energy)

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel (Technische Universität Braunschweig)

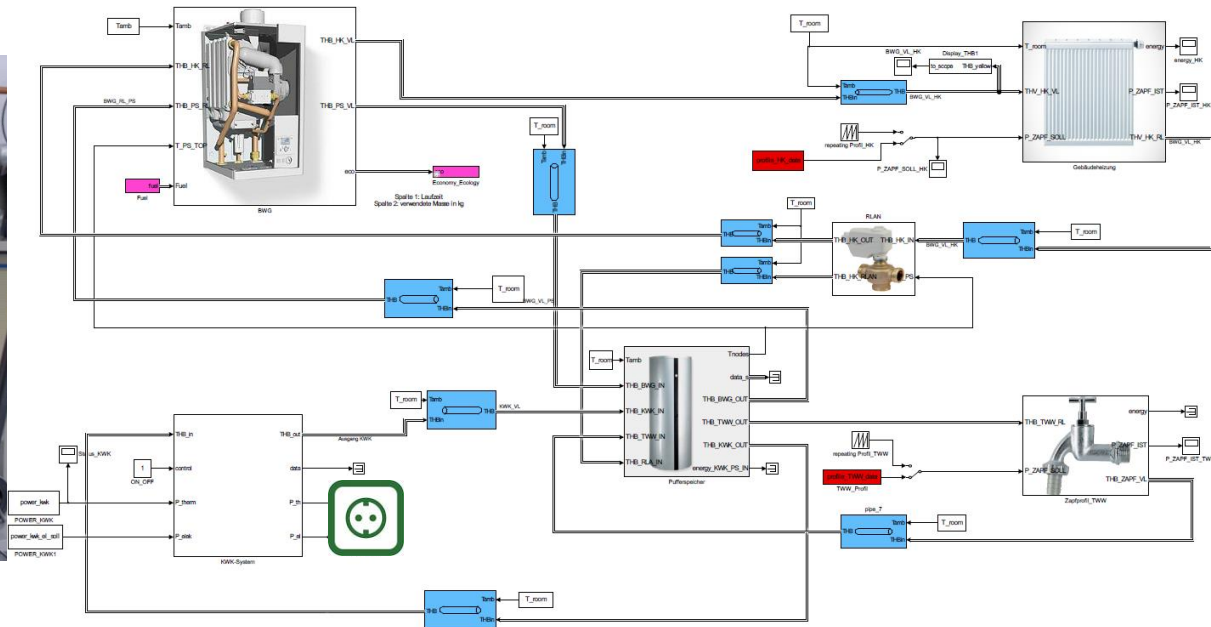
Fragestellung

- Inwiefern tragen **Mini-BHKW** zur dezentral koordinierten **Wirkleistungsbereitstellung** bei?
- Führt die Integration von DEA 2011 und 2030 zu Defiziten der **Versorgungsqualität auf NS- und MS-Ebene?**



Methodik

- Evaluation von Mikro-KWK-Systemen
 - Ermittlung technischer Kennzahlen im Laborbetrieb zur Ableitung systembedingter Freiheitsgrade und Restriktionen
 - **temperaturabhängige Wärmebedarfe und Einspeisefähigkeit**
 - Entwicklung und Validierung von realitätsnahen Systemmodellen durch Verwendung KWK-Systemkennzahlen



Evaluation Mikro-KWK-Systeme

- Die verfügbaren Systeme und die verwendeten Technologien erlauben unterschiedliche Betriebsweisen.
- Bei klassischen Systemen („**stromerzeugende Heizung**“) ist eine Zwangsabnahme der Wärme erforderlich.
- Das System BlueGen („**Stromgenerator**“) unterliegt dieser Restriktion nicht.
- Technische Evaluation im Laborbetrieb. Abbildung der erforderlichen thermischen und elektrischen Lasten auf Basis VDI 4655.



source: www.ibz-info.de Viessmann Vitavalor 300-P

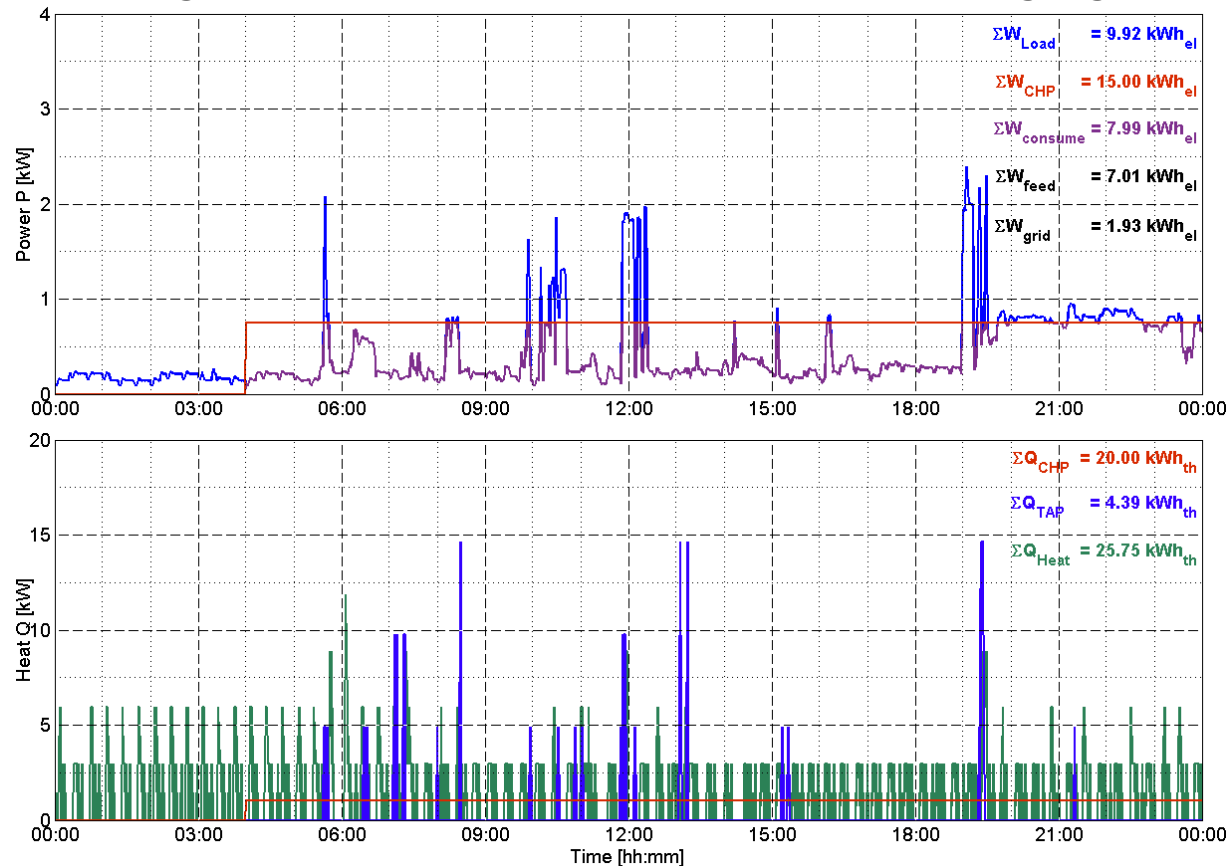


NEXT ENERGY: test environment with BlueGen

Wärmerestriktionen

- PEM¹⁾-Brennstoffzelle mit 0,25-0,75kW_{el} und 0,3-1kW_{th}
- Primäre Auslegung zur **Deckung Eigenbedarf** und **Vermeidung Netzbezug**.
- Bereitstellung Spitzenwärmebedarf durch Zusatzheizgerät
- Konzipiert für Neubau
- Fokussierung auf SOFC²⁾-Brennstoffzellensystem des Herstellers CFCL mit 0,5-2 kW_{el} und 0-0,6 kW_{th} mit $\eta_{el}=0,6$

Tagesbedarfe Einfamilienhaus versus KWK-Erzeugung

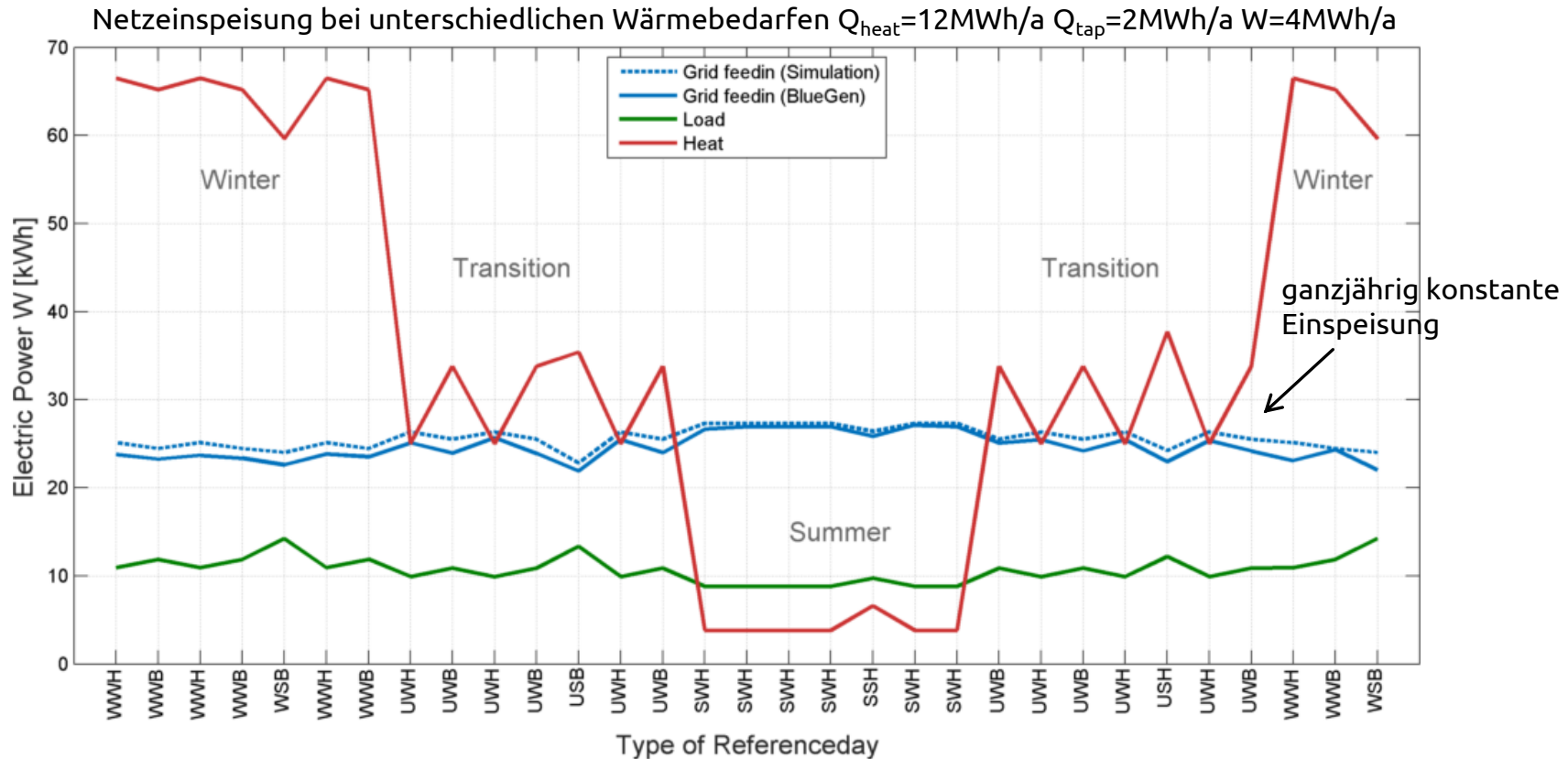


1) PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran
2) SOFC: Solid-Oxid-Fuel Cell

Typtag: ÜbergangWerktagHeiter nach VDI 4655 mit Außentemperatur 11,3°C Region Oldenburg

$$W=4\text{MWh}_{el}/a \quad Q_{heat}=12\text{MWh}_{th}/a \quad Q_{tap}=2\text{MWh}_{th}/a$$

Wärmeunabhängigkeit

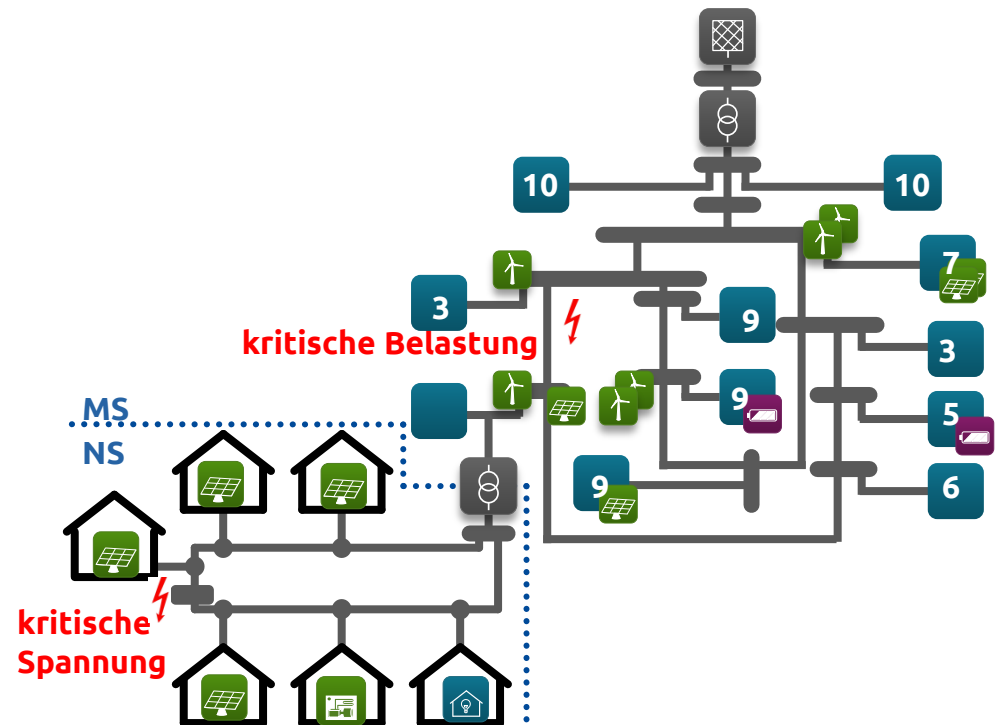


- Die unterschiedlichen Typtage der VDI 4655 repräsentieren charakteristische Tagesbedarfe an Wärme und elektrischer Energie.
- Dargestellt sind die bilanziellen Tageswerte, welche sich aus den dynamischen Tageslastgängen und Erzeugerkennlinien (System BlueGen) ergeben in einem Zeitraum von 31 Tagen.

Fragestellung

- Inwiefern tragen Mini-BHKW zur dezentral koordinierten **Wirkleistungsbereitstellung** bei?
- Führt die Integration von DEA 2011 und 2030 zu Defiziten der **Versorgungsqualität auf NS- und MS-Ebene?**

71 NS-Netze
~ 12.000 Haushalte
2011: ~ 700 DEA
2030: ~ 2750 DEA



Methodik

• Statische Netzverträglichkeitsprüfung

Auslegungsrelevante Fälle

Skalierungs-faktor	Niederspannung		Mittelspannung	
	Stark-lastfall	Rück-speisefall	Stark-lastfall	Rück-speisefall
Last	1	0,25	-	-
WEA	-	-	0	1
PV	0	0,85	0	0,85
BHKW	0	1	0	1

Netztechnische Überprüfungen

1. Prüfung: Betriebsmittelüberlastung

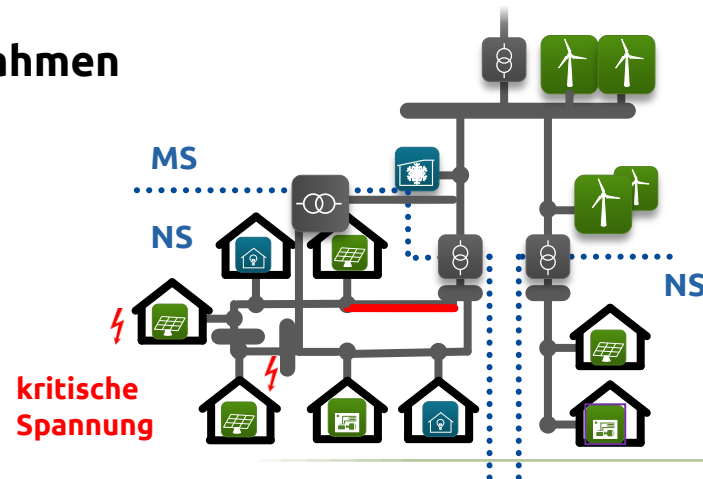
Betriebsmittel	Starklast	Rückspeisung
HS/MS-Trafo, MS-Leitungen	Max. 60 %	Max. 100 %
ONT, NS-Kabel	Max. 100 %	Max. 100 %

2. Prüfung: Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen

- Erlaubte Abweichung in MS/NS-Ebene: $\pm 10\% U_N$
- **2% / 3 %- Spannungskriterium** für Erzeuger in MS- / NS-Ebene

Übersicht zu Netzverstärkungsmaßnahmen

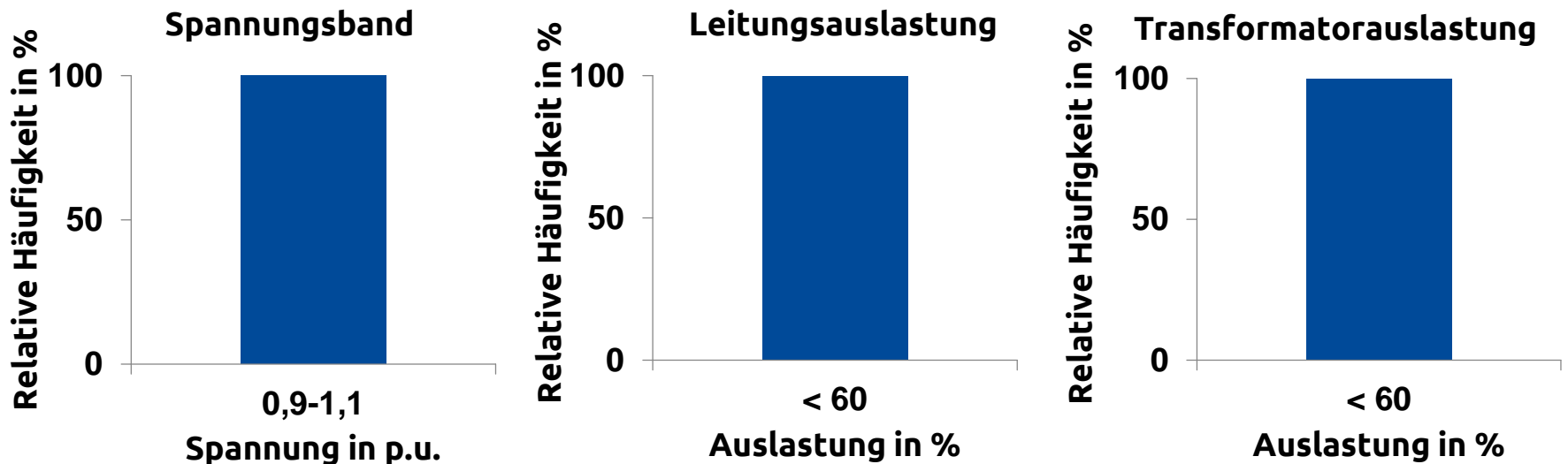
- Trennstellenoptimierung
- Verlegung eines Parallelkabels
- Zusätzliche Abspannung aus der MS-Ebene
- Einbau eines leistungsstärkeren Transformators



Netzverträglichkeitsprüfung 2011

Starklastfall 2011:

- Spannungsband wird eingehalten
- Keine Betriebsmittelüberlastungen

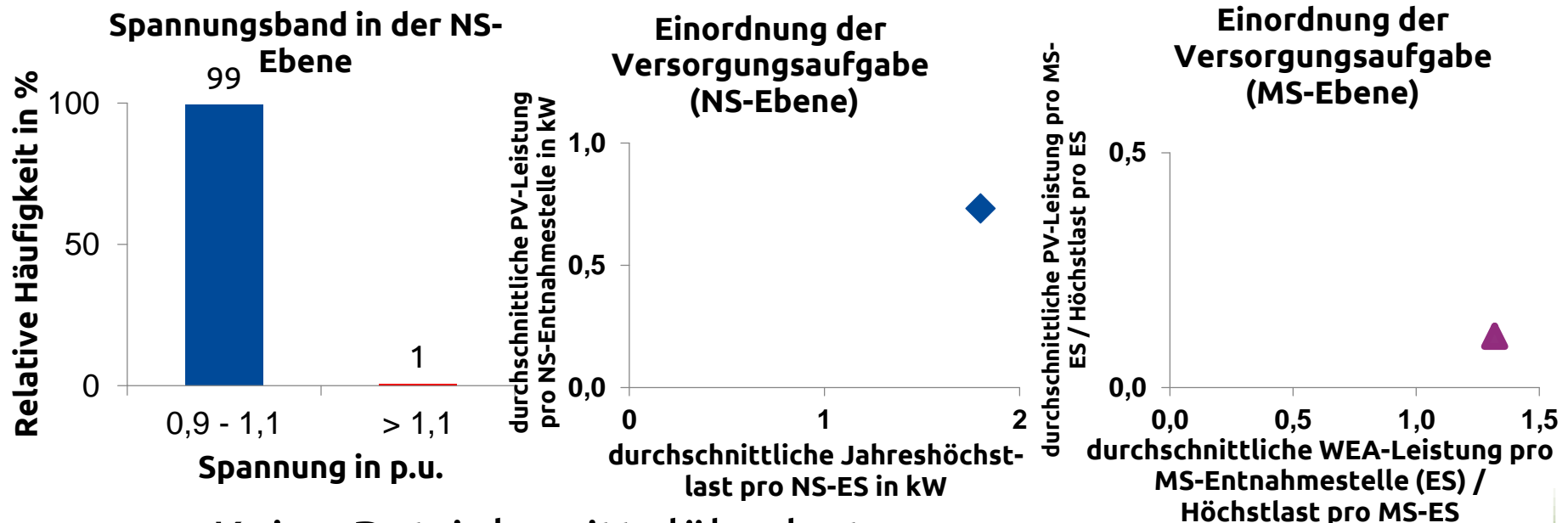


- Der bisher auslegungsrelevante Starklastfall führt zu keiner Verletzung technischer Randbedingungen.

Netzverträglichkeitsprüfung 2011

Rückspeisefall 2011:

- Spannungsband wird nahezu eingehalten
- Unzulässige Spannungsanhebungen



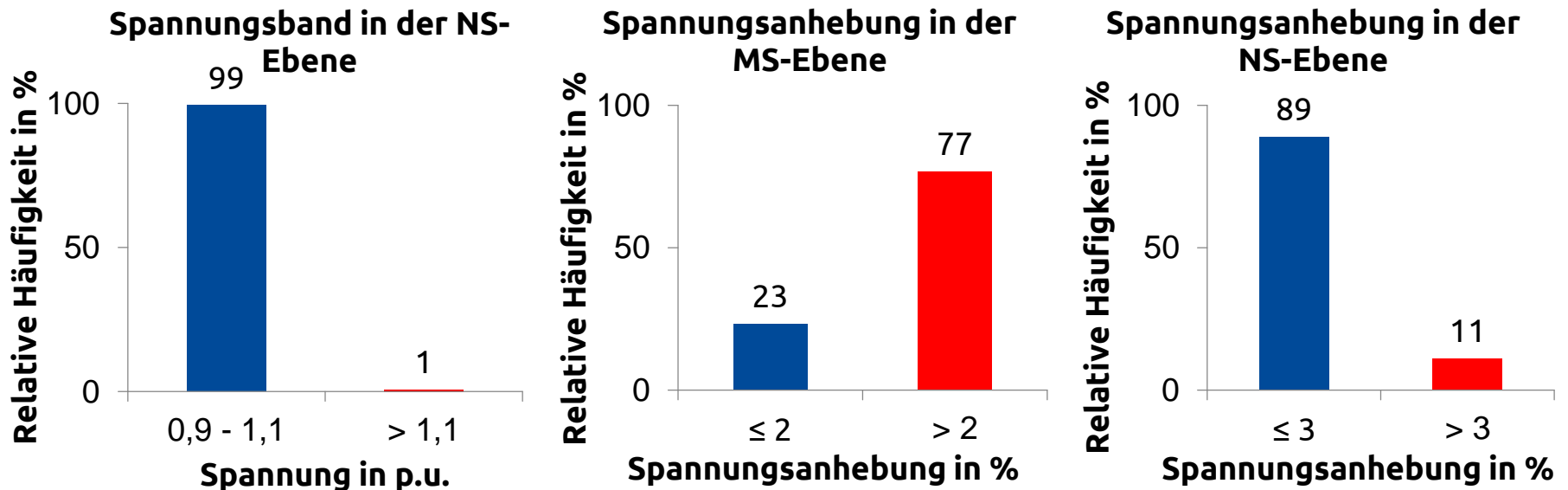
- Keine Betriebsmittelüberlastungen

➤ Der Rückspeisefall führt bereits 2011 zu Netzausbaubedarf.

Netzverträglichkeitsprüfung 2011

Rückspeisefall 2011:

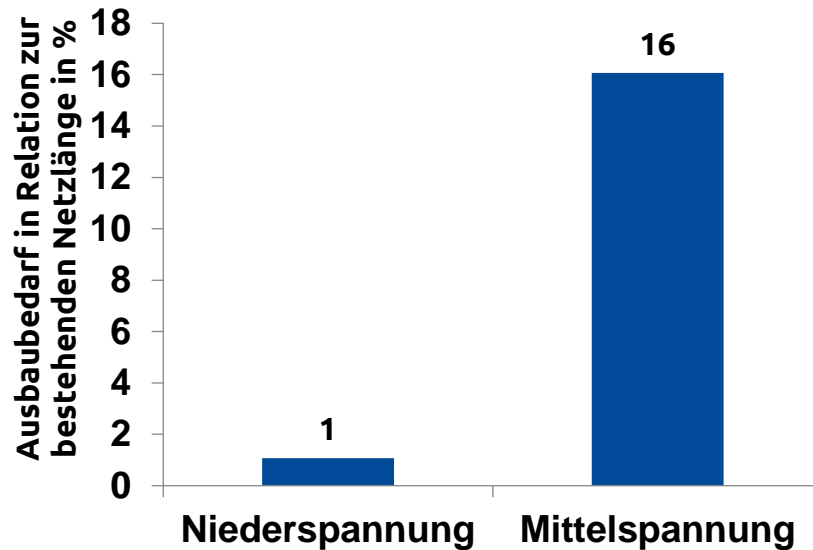
- Spannungsband wird nahezu eingehalten
- Unzulässige Spannungsanhebungen



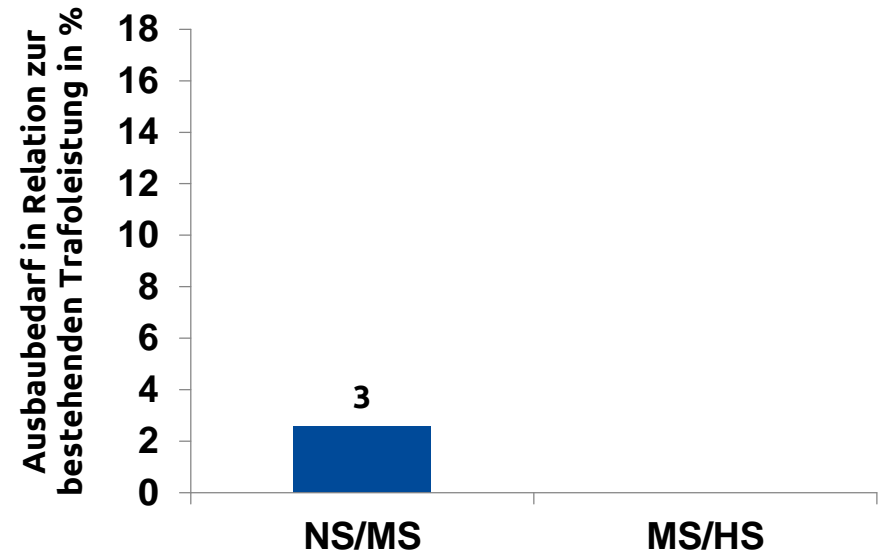
- Keine Betriebsmittelüberlastungen
- Der Rückspeisefall führt bereits 2011 zu Netzausbaubedarf.

Netzausbaubedarf 2011

Ausbaubedarf Leitungen



Ausbaubedarf Trafoleistung



- NS-Netzausbaubedarf durch vorhandene Reserven gering
- MS-Netzausbaubedarf prozentual höher durch Berücksichtigung der DEA-Zubauwerte aus der MS- und NS-Ebene

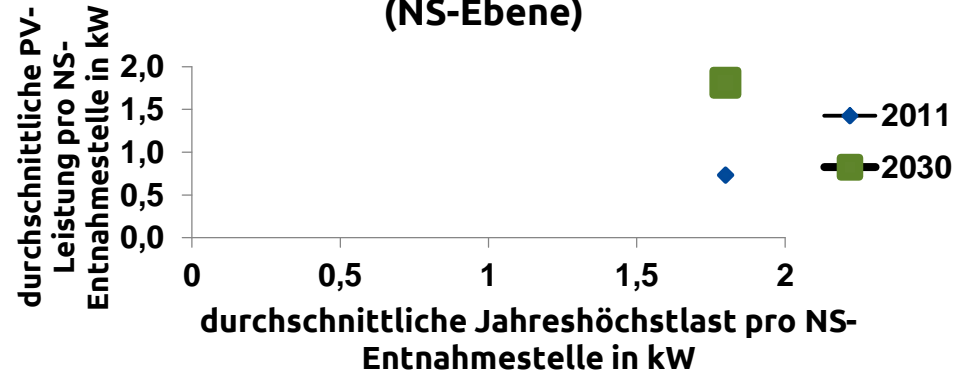
Netzverträglichkeitsprüfung 2030

Rückspeisefall 2030

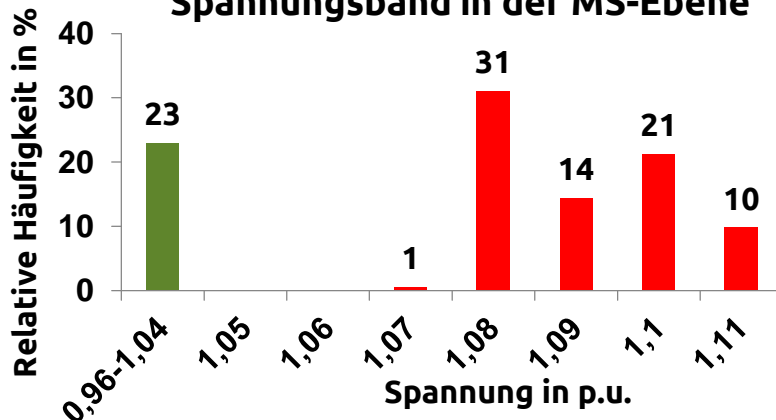
Betriebsmittelprüfung

- Vereinzelt MS-Leitungen überlastet
- MS/HS-Trafo überlastet

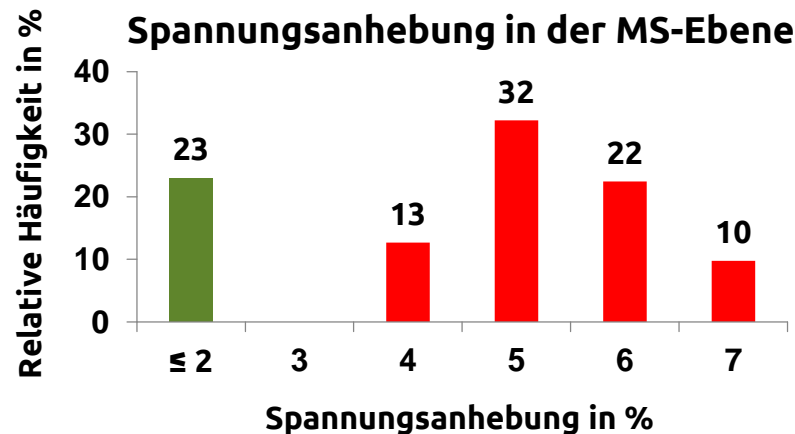
Einordnung der Versorgungsaufgabe (NS-Ebene)



Spannungsband in der MS-Ebene



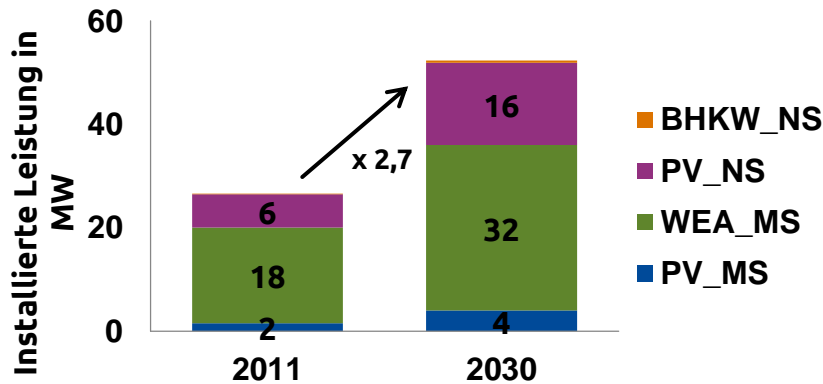
Spannungsanhebung in der MS-Ebene



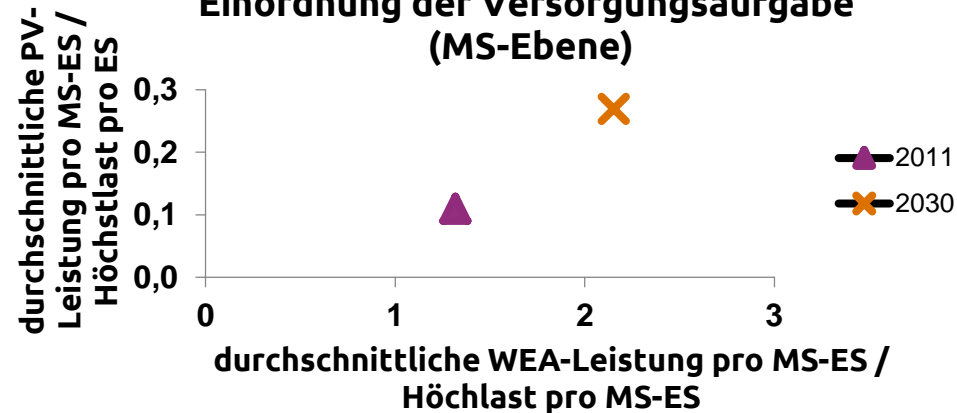
Netzverträglichkeitsprüfung 2030

Rückspeisefall 2030

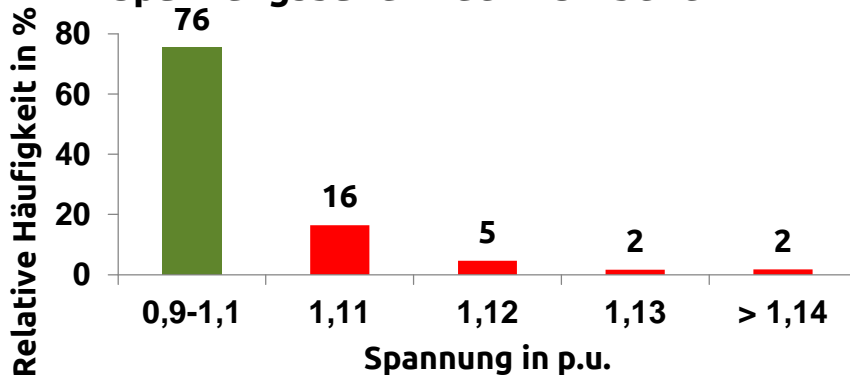
Installierte Leistungen an DEA



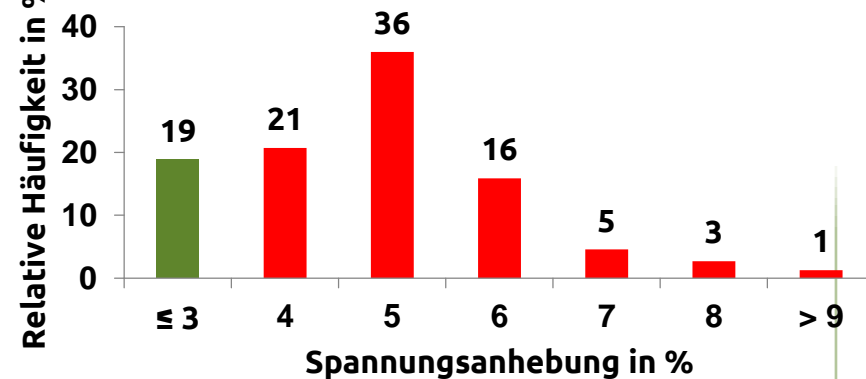
Einordnung der Versorgungsaufgabe (MS-Ebene)



Spannungsband in der NS-Ebene

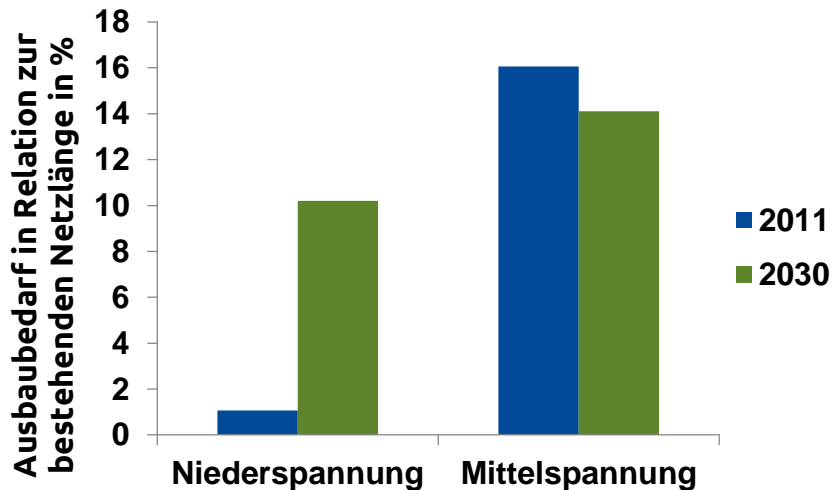


Spannungsanhebung in der NS-Ebene

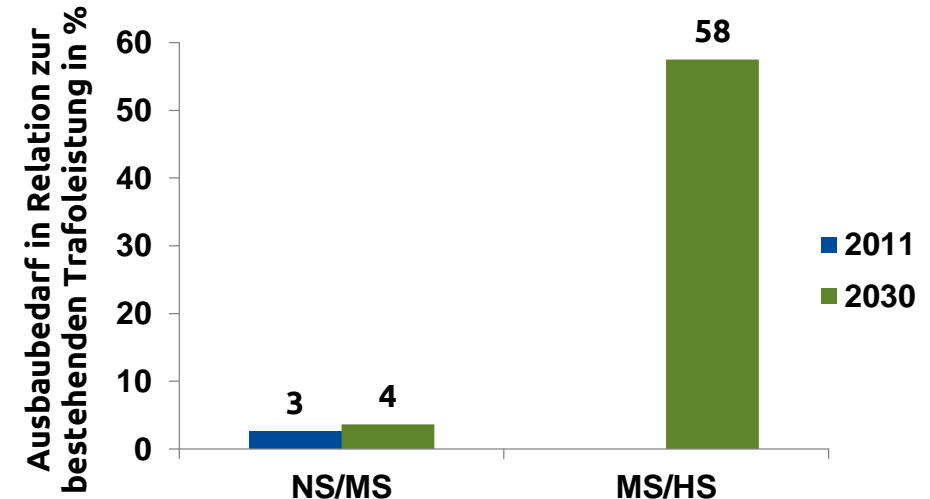


Netzausbaubedarf 2030

Ausbaubedarf Leitungen



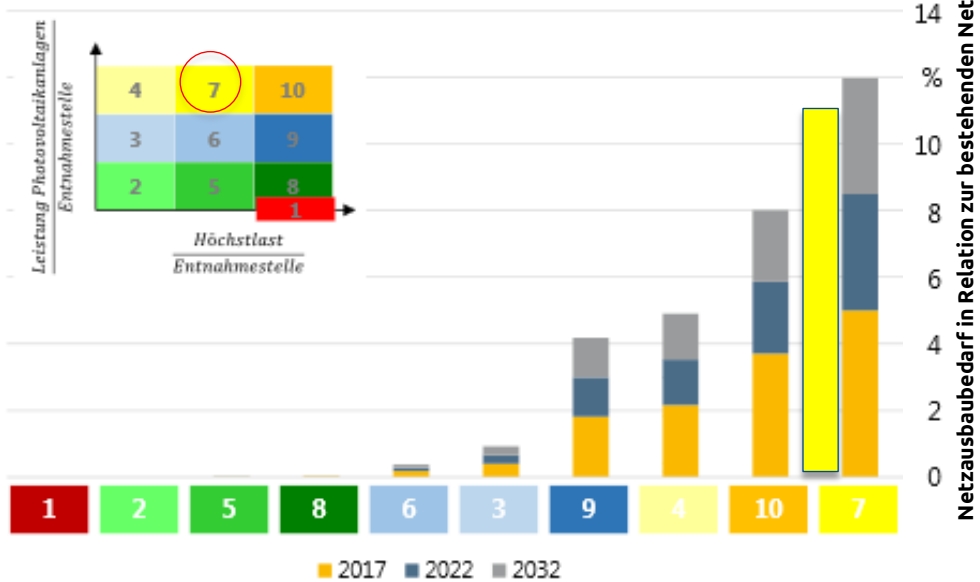
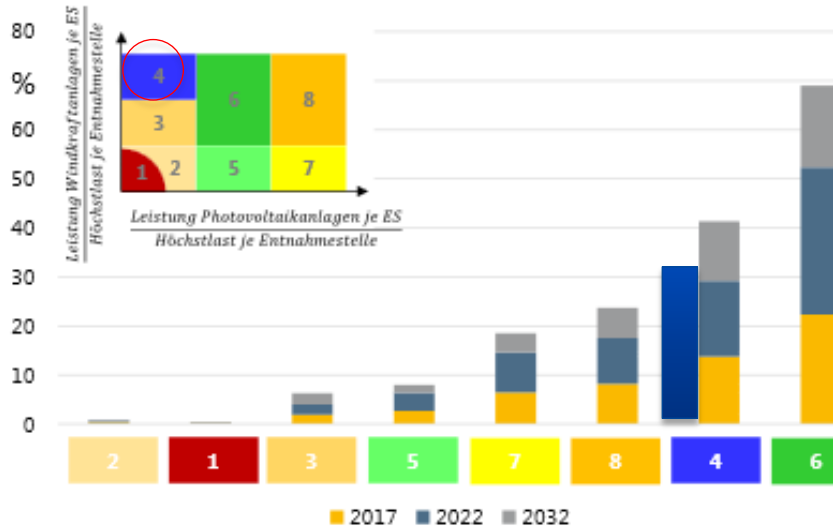
Ausbaubedarf Trafoleistung



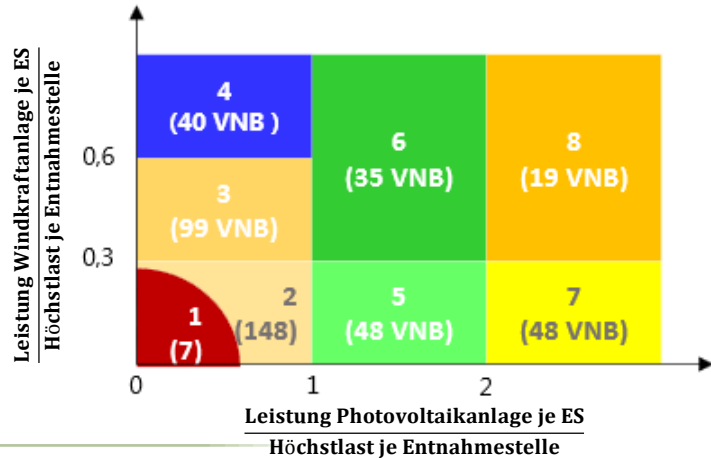
- NS-Netzausbaubedarf bis 2030: ca. **11%** in Relation zur bestehenden Leitungslänge durch PVA
- MS-Netzausbaubedarf bis 2030: ca. **32 %** an Leitungen und zusätzliche Transformatorkapazitäten um **58 %** durch regionale Konzentration des Zubaus der WEA

Netzausbau nach BMWi-Verteilernetzstudie

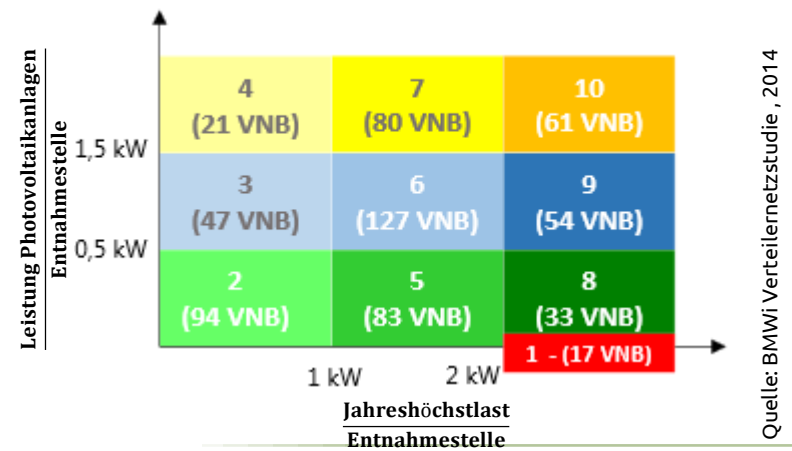
Netzausbaubedarf in Relation zur bestehenden Netzlänge



Modellnetzklassen für Mittelspannung



Modellnetzklassen für Niederspannung



Quelle: BMWi Verteilernetzstudie, 2014

Netzausbaubedarf in Relation zur bestehenden Netzlänge

Zusammenfassung und Ausblick

- Das Potenzial an Wirkleistungsprodukten von Mikro-KWK-Systemen kann erst mit höherer Gesamtleistung ausgeschöpft werden.
- Im betrachteten Leistungsbereich stellt die Eigenversorgung die wirtschaftlichere Betriebsweise im Vergleich zum Verbundbetrieb dar.
- Starker Zubau der DEA bis 2030 erfordert auf NS-Ebene durch PVA einen Netzausbau von über 10 % und auf MS-Ebene durch WEA von über 30 % der bestehenden Netzlänge.
- Einsatz innovativer Netztechnologien (Speichereinsatz und rONT) oder Abregelung von DEA um 5 % der Jahresenergie kann Ausbaubedarf reduzieren.

Verteil- und Übertragungsnetz

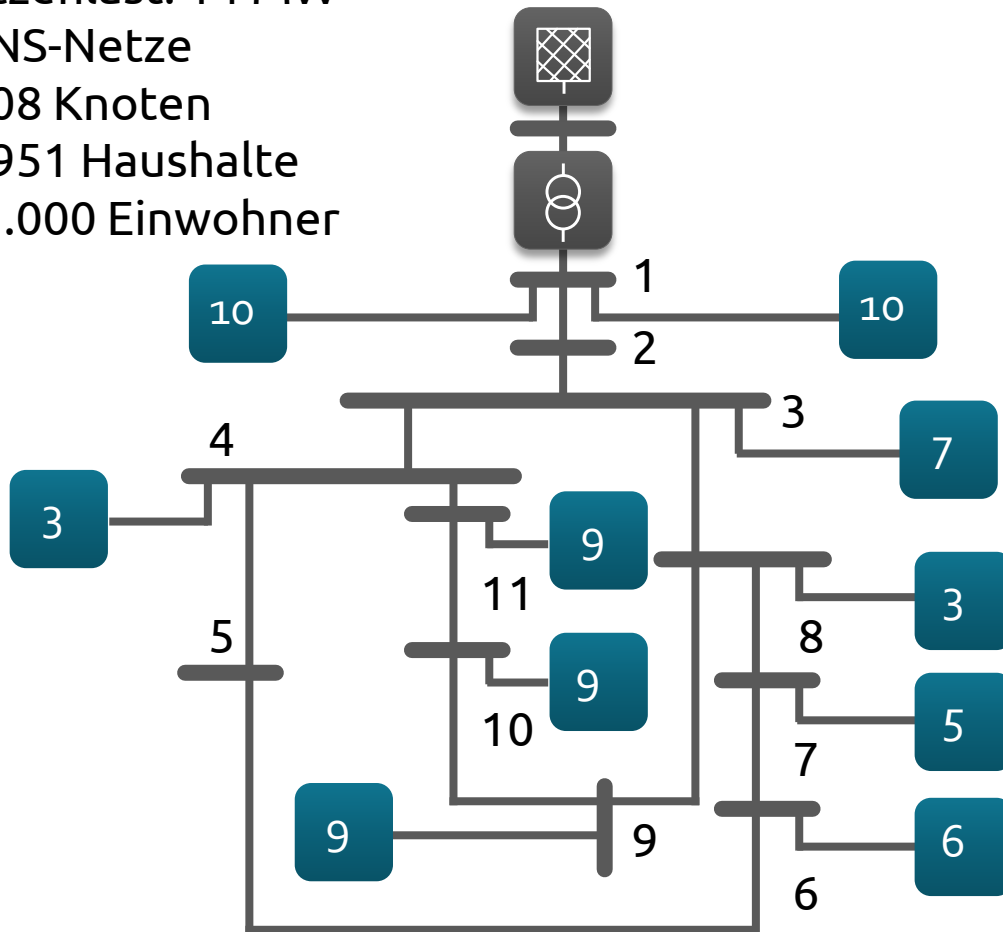
Smart Nord – Teilprojekt 4

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Leibniz Universität Hannover

Simulation des Smart Nord-Landnetzes

→ **Nachbildung des Smart Nord-Netzmodells in PowerFactory**

Spitzenlast: 14 MW
71 NS-Netze
7.808 Knoten
11.951 Haushalte
~31.000 Einwohner



L#1

L#2

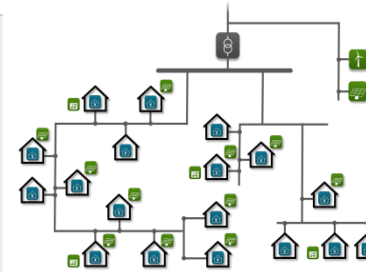
L#3

L#5

L#6

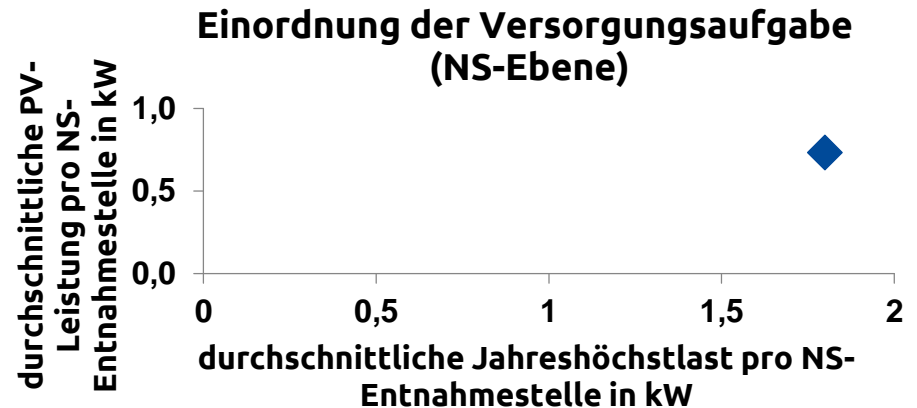
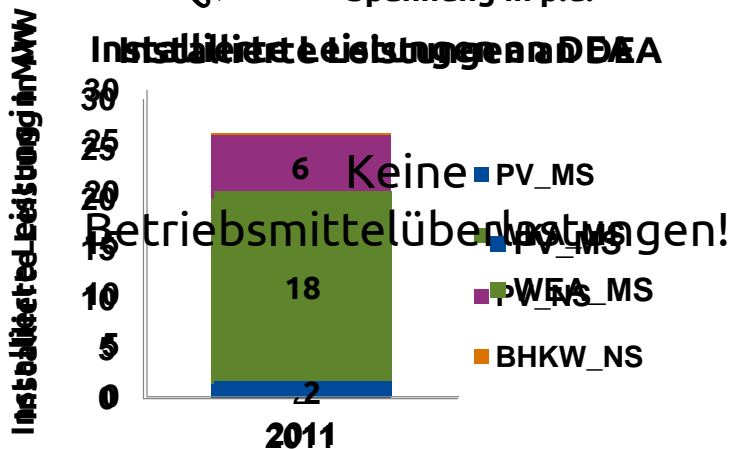
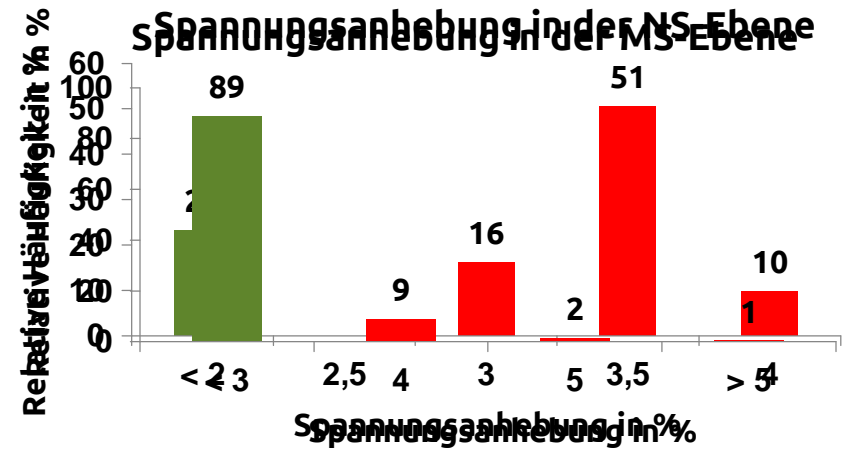
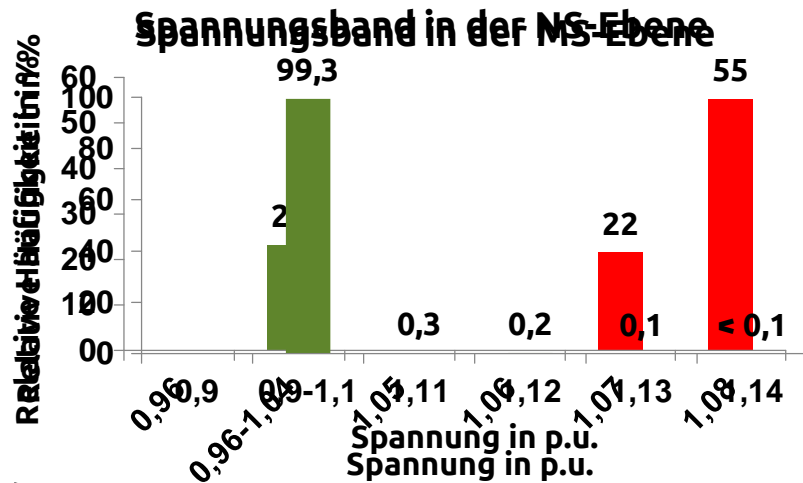
L#6

L#8

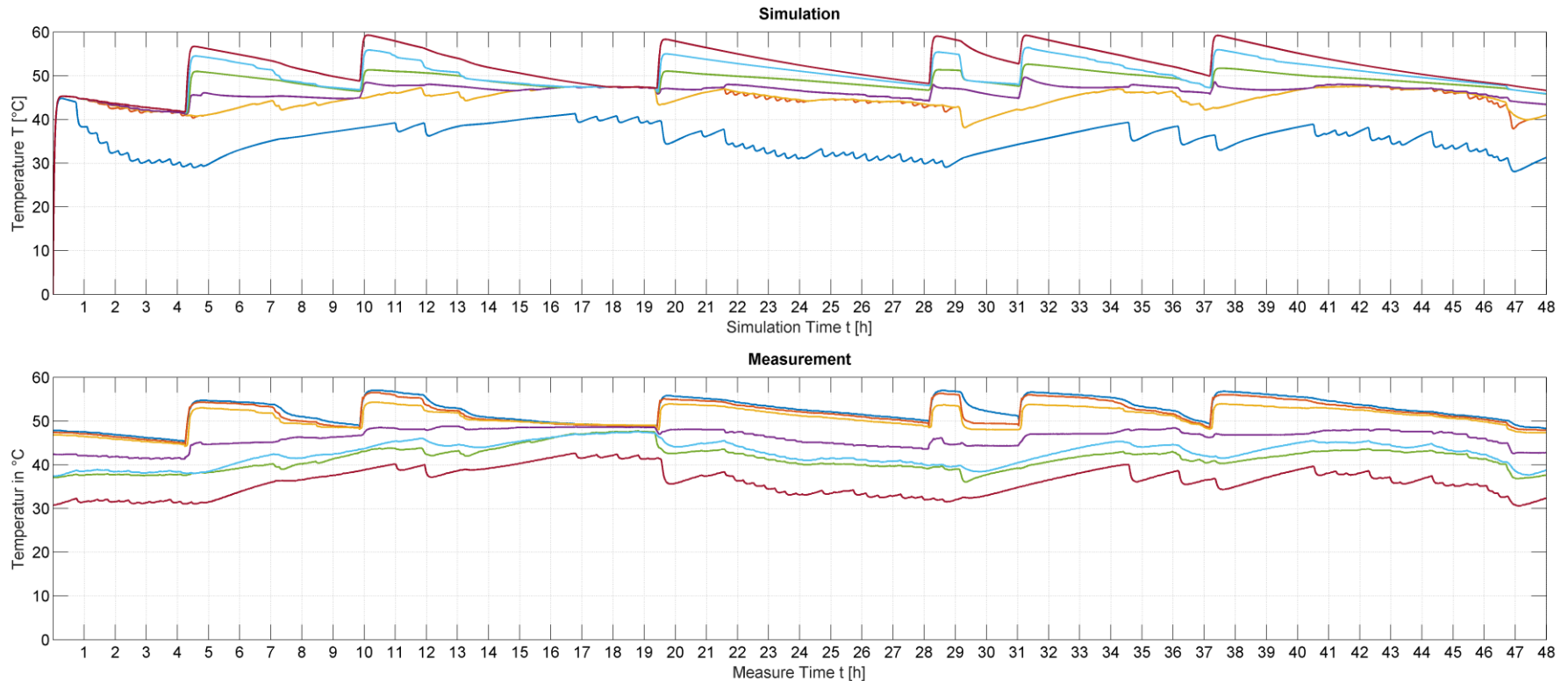


Netzverträglichkeitsprüfung 2011

Rückspeisefall 2011



Abbildungsgüte Wärmespeicher



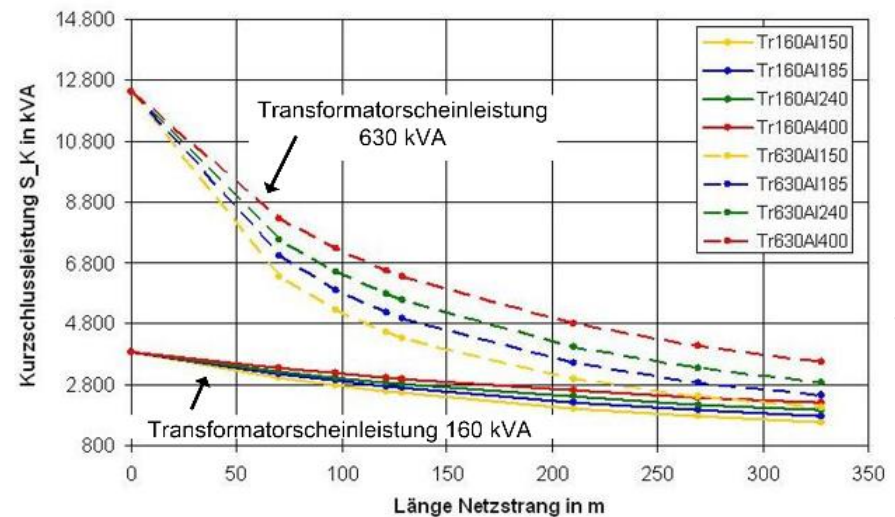
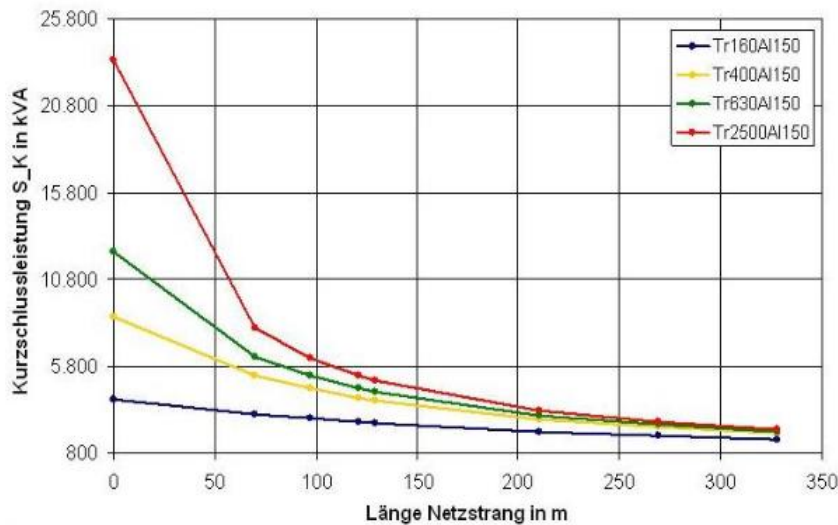
- Die charakteristischen dynamischen Temperaturverläufe durch Zapfungen und Beladungen im Schichtenspeicher werden im Modell sehr realitätsnah abgebildet.
- Temperaturabhängige Wärmebedarfe wurden berücksichtigt.

KS-Leistung zur Kennzeichnung der technischen Aufnahmefähigkeit

- Je höher die KS-Leistung eines Knotens, desto geringer sind die durch Leistungseinspeisung entstehenden Netzurückwirkungen

$$S_k^n = \frac{U_n^2}{Z_k} \leftarrow \begin{array}{l} \text{Vorgelagerte} \\ \text{Netzimpedanz} \end{array}$$

➤ Maßnahmen zur Verringerung der Netzimpedanz



- Erhöhung der Aufnahmefähigkeit durch Steigerung der Kurzschlussleistung des Netzanschlussleistung

Kostentabelle Netzausbau

In Anlehnung an Dissertation Kerber

Kabelverteiler / Verteil-Station				NS-Muffe (Freileitung => Kabel)		
	Mittelwert	2.400 €			Abzweigmuffe	200 €
Kabelgraben				Freileitungsmast		
	Kabelgraben	35 €	pro Meter		neuer Mast inkl Kabelaufführung, etc.	1.250 €
MS-Kabel				Trafo Station		
	NA2XS(FL)2Y 3x1x150 (20 kV)	45 €	pro Meter		Mittelwert	18.000 €
NS-Kabel inkl Material, Montage, Dokumentation, Schaltmaßnahmen und Kabelprüf				Trafo (inkl Aufstellen, Anschließen, Zubehör, Inbetriebnahme, etc.)		
	NAYY-J 4x150	22 €	pro Meter		160 kVA	6.500 €
	NAYY-J 4x185	26 €	pro Meter		250 kVA	8.000 €
	NAYY-J 4x50	14 €	pro Meter		400 kVA	10.500 €
	ggf Freileitungsrückbau	20 €	pro Meter		630 kVA	14.000 €