

Bewertungsmethodik für die Anforderungen der Übertragungs- netzebene an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene



Agenda

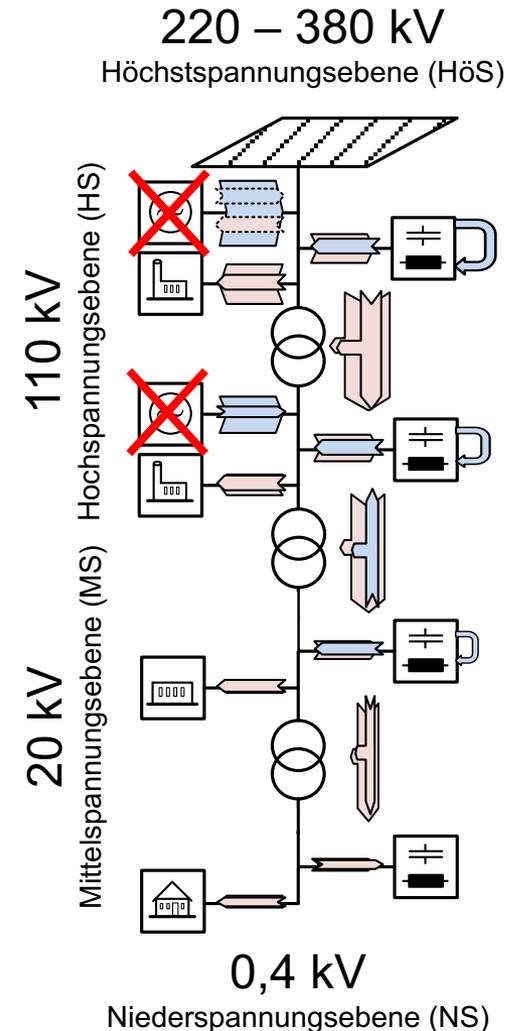
- Hintergrund und Forschungsfrage
- Modellierung
 - Übertragungsnetzebene
 - Verteilnetzebene
- Multikriterielle Optimierung
 - Technisch
 - Wirtschaftlich
- Bewertungsmethodik
- Exemplarische Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Hintergrund

- **Verteilnetzebene**
 - Hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA)
 - Veränderliches Blindleistungsverhalten
 - Potentielle Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz?

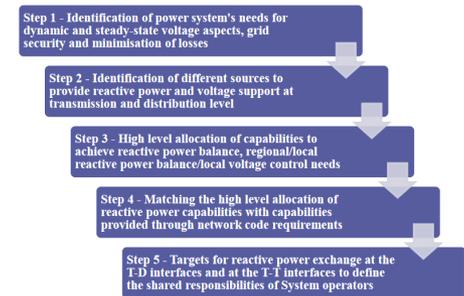
- **Übertragungsnetzebene:**
 - Transformation des Elektroenergiesystems
 - Verdrängung thermischer Großkraftwerke
 - Weitreichender Netzausbau (TYNDP, NEP)
 - Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene?

- Zukünftiges Blindleistungsmanagement?



Verwandte Arbeiten - Richtlinien und Studien

- ENTSO-E Guidelines und Grid Codes (DCC, RfG, Reactive Power Management at T-D Interface)
- VDE FNN Hinweise – Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen
- Dena - Studie Systemdienstleistungen 2030
- 10-Punkte-Programm zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (50Hertz et. al.)
- ZVEI - Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungsmanagement in der Stromversorgung Deutschlands
- INA (für das BMWi) - Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit



ENTSO-E – Q-Management at T-D Interface



VDE FNN Q-Management in Verteilungsnetzen

Verwandte Arbeiten - Wissenschaftliche Arbeiten

- P. Schäfer: Gestaltungsoptionen für ein Spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz
- M. Greve: Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz
- E. Kämpf et. al.: Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser
- S. Stock et. al.: Model Predictive Control for Reactive Power Management in Transmission Connected Distribution Grids
- S. Stankovic, L. Söder: Identification of Reactive Power Provision Boundaries of a Distribution Grid with DFIGs to a Transmission Grid
- N. Pilatte et. al.: TDNetGen: An Open-Source, Parametrizable, Large-Scale, Transmission, and Distribution Test System

Forschungsfragen

- **Allgemein:**
 - Anforderungen des Netzbetriebs im Übertragungsnetz an die Blindleistungsbereitstellung der Verteilnetzebene
 - Bewertung der Potentiale der Verteilnetzebene zur (netzdienlichen, effektiven) Blindleistungsbereitstellung

- **Für diese Arbeit:**
 - Entwicklung einer Bewertungsmethodik auf Basis bestehender Erkenntnisse und Vorgaben
 - Adaption der Fragestellung auf eine bestehende integrierte Netz- und Energiemarktsimulation

Agenda

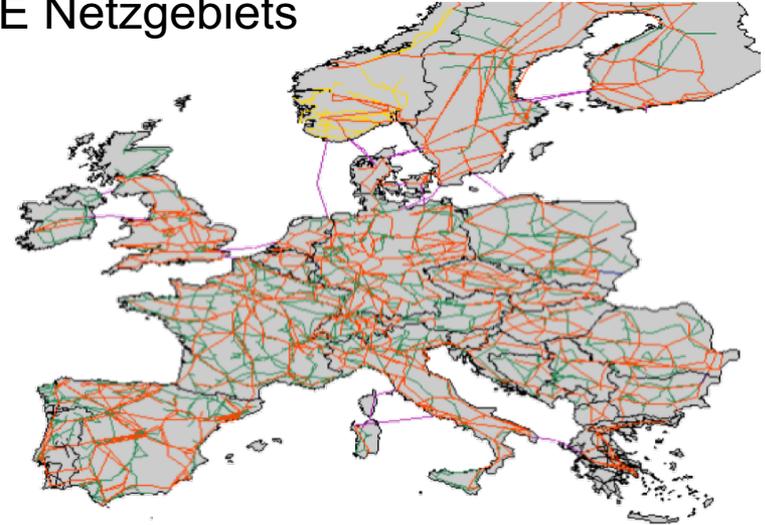
- Hintergrund und Forschungsfrage
- Modellierung
 - Übertragungsnetzebene
 - Verteilnetzebene
- Multikriterielle Optimierung
 - Technisch
 - Wirtschaftlich
- Bewertungsmethodik
- Exemplarische Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Modellierung - Übertragungsnetzebene

- Höchstspannungsnetzmodell* des ENTSO-E Netzgebiets
 - Kraftwerksdaten
 - Netzdaten (HöS-Ebene)
 - Last- und Einspeisezeitreihen
 - Strukturdaten

- Lasten und DEA als aggregierte Größen

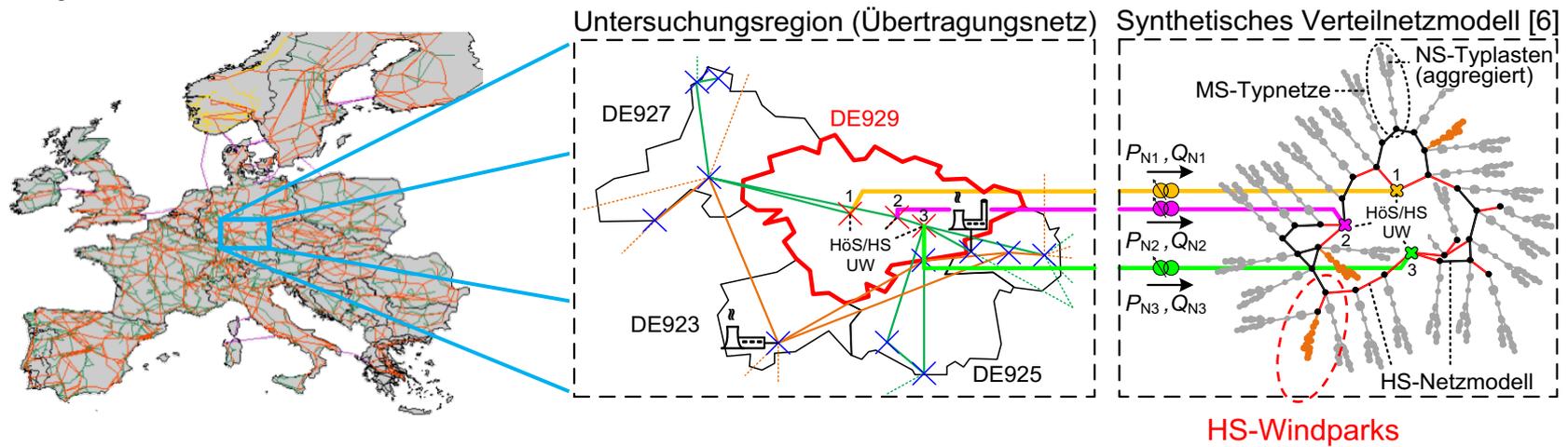
- Funktionsumfang
 - Lastflussberechnungen (Newton-Raphson-Verfahren)
 - Blindleistungsoptimierung für Einhaltung der techn. Grenzen
 - Fortlaufende Weiterentwicklung (Marktdesign, Netzausbau, Engpassmanagement...)



*Rendel, T.; Rathke, C.; Breithaupt, T.; Hofmann, L.: Integrated Grid and Power Market Simulation, IEEE PES General Meeting 2012, San Diego

Modellierung - Verteilnetzebene

- Synthetische/Generische Verteilnetzmodelle*



- Auswahl einer Untersuchungsregion im Übertragungsnetz
- Nachbildung der unterlagerten Spannungsebenen auf Basis von Strukturdaten und der Werte für aggregierte Lasten/DEA
- Individuelle Eigenschaften je Spannungsebene (bspw. HS-Windparks)
- Zugriff auf alle Stellgrößen in einem Gesamtmodell (HöS bis NS)

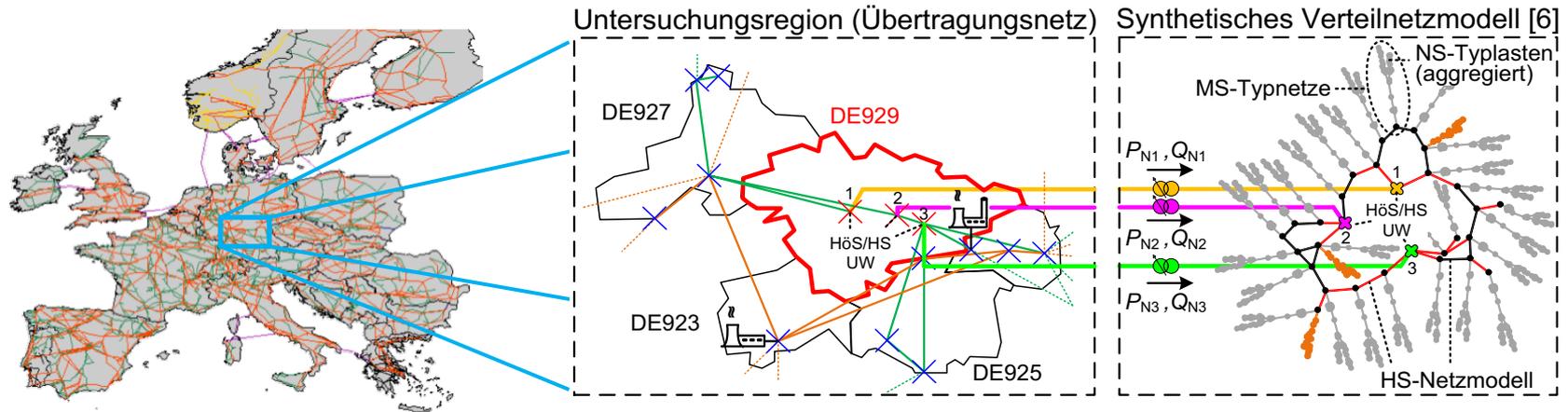
*S. Garske, C. Blaufuß, M. Sarstedt, L. Hofmann: Reactive Power Management Analyses based on Generic Distribution Grid Models, IEEE ISGT Europe 2017.

Agenda

- Hintergrund und Forschungsfrage
- Modellierung
 - Übertragungsnetzebene
 - Verteilnetzebene
- Multikriterielle Optimierung
 - Technisch
 - Wirtschaftlich
- Bewertungsmethodik
- Exemplarische Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Modellierung - Blindleistungsvorgaben

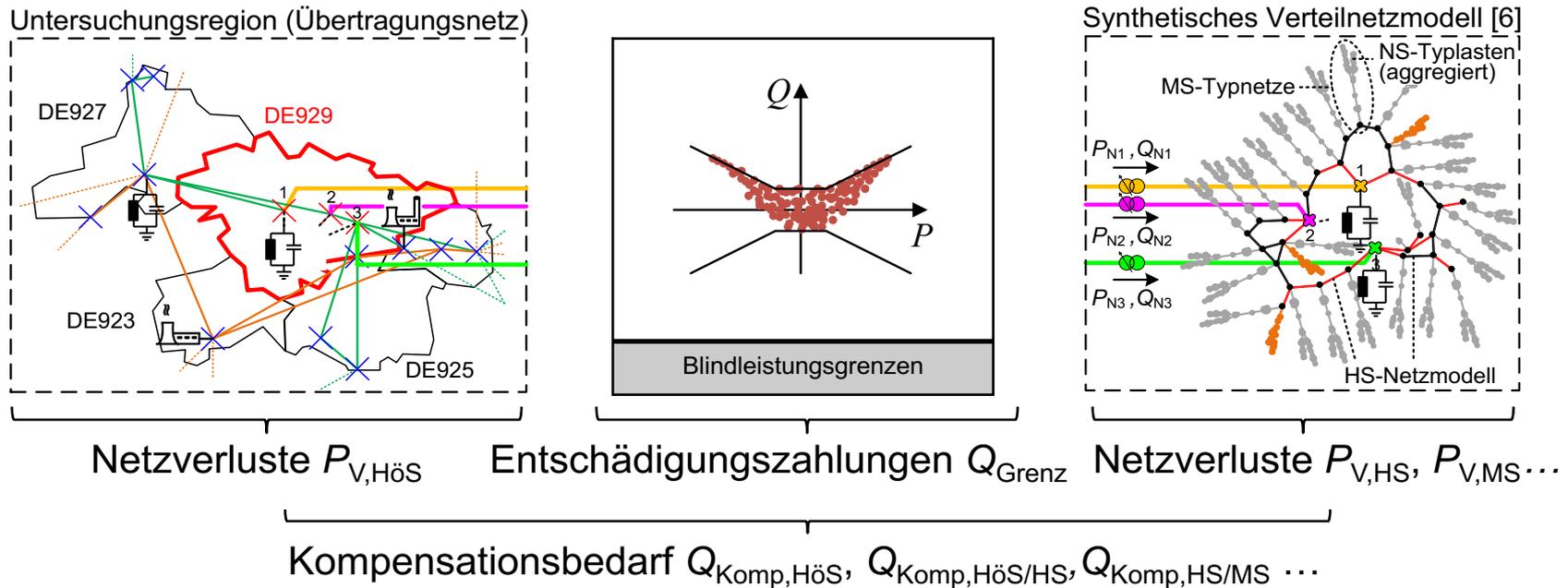
Übersicht Gesamtmodell



- Variierende Optimierungspotentiale, aber auch ggf. Netzurückwirkungen
- Eingrenzung des Blindleistungsaustausch im Übertragungsnetz steht gegenüber hohen Anforderungen an die Verteilnetzebene
- Darüber hinaus: Potentiale für Blindleistungsbereitstellung? (SDL)
 - Optimierungspotential und Koordinationsfrage
 - Vergleichende Bewertung der verschiedenen Blindleistungsvorgaben

Modellierung - Bewertungsfaktoren

- **Bewertungsfaktoren im Gesamtmodell**



- Definition einzelner Faktoren (technisch, wirtschaftlich)
- Bewertung für HöS-, HS- und MS-Ebene einzeln oder aus Systemsicht
- Multikriterielles, hierarchisches Optimierungsproblem

Multikriterielle Optimierung - Zielfunktion

- Multikriterielle (hierarchische) Zielfunktion
 - Überführung der einzelnen Faktoren auf gemeinsame Kostenbasis $k(\mathbf{X})$

$$f(\mathbf{X}) = \underbrace{k_V (P_{V,HöS} + P_{V,HS-MS})}_{\text{Verluste}} + \underbrace{k_K (Q_{\text{Komp,HöS}} + Q_{\text{Komp,HöS/HS}})}_{\text{Kompensation}} + \underbrace{k_G (Q_{\text{Grenz}})}_{\text{Entschädigungszahlungen}}$$

- Stellgrößen \mathbf{X} (im Gesamtmodell der Untersuchungsregion)
 - Blindleistungsbereitstellung DEA (und ggf. Kraftwerke)
 - Transformatorstufung
 - Kompensationsanlagen (Einsatz, Bedarf)
- **Ziele:** Minimale Kosten bei Einhaltung/Ausnutzung der Blindleistungsvorgaben
 - Vergleich der Blindleistungsvorgaben
 - Erweitertes Optimal-Reactive-Power Dispatch Problem
 - Abwägung einzelner Kostenfaktoren (Ausbau oder Entschädigung)

Multikriterielle Optimierung - Problemlösung

- Multikriterielles Optimierungsproblem

$$\min f(\mathbf{X}) = \min (f_1(\mathbf{X}) + f_2(\mathbf{X}) + \dots + \underbrace{h(t) \cdot H(\mathbf{X})}_{\text{Bestrafungsterm}})$$

$$\mathbf{u}_{K,\min} \leq \mathbf{u}_K \leq \mathbf{u}_{K,\max}$$

$$\mathbf{i}_{th} \leq \mathbf{i}_{th,\max} \quad \text{als Nebenbedingungen, ergänzend ggf. } \sum Q_{\text{vert}} \stackrel{!}{\approx} 0, \sum Q_{\text{hor}} \stackrel{!}{\approx} 0 \dots$$

$$\mathbf{s}_T \leq \mathbf{s}_{T,\max}$$

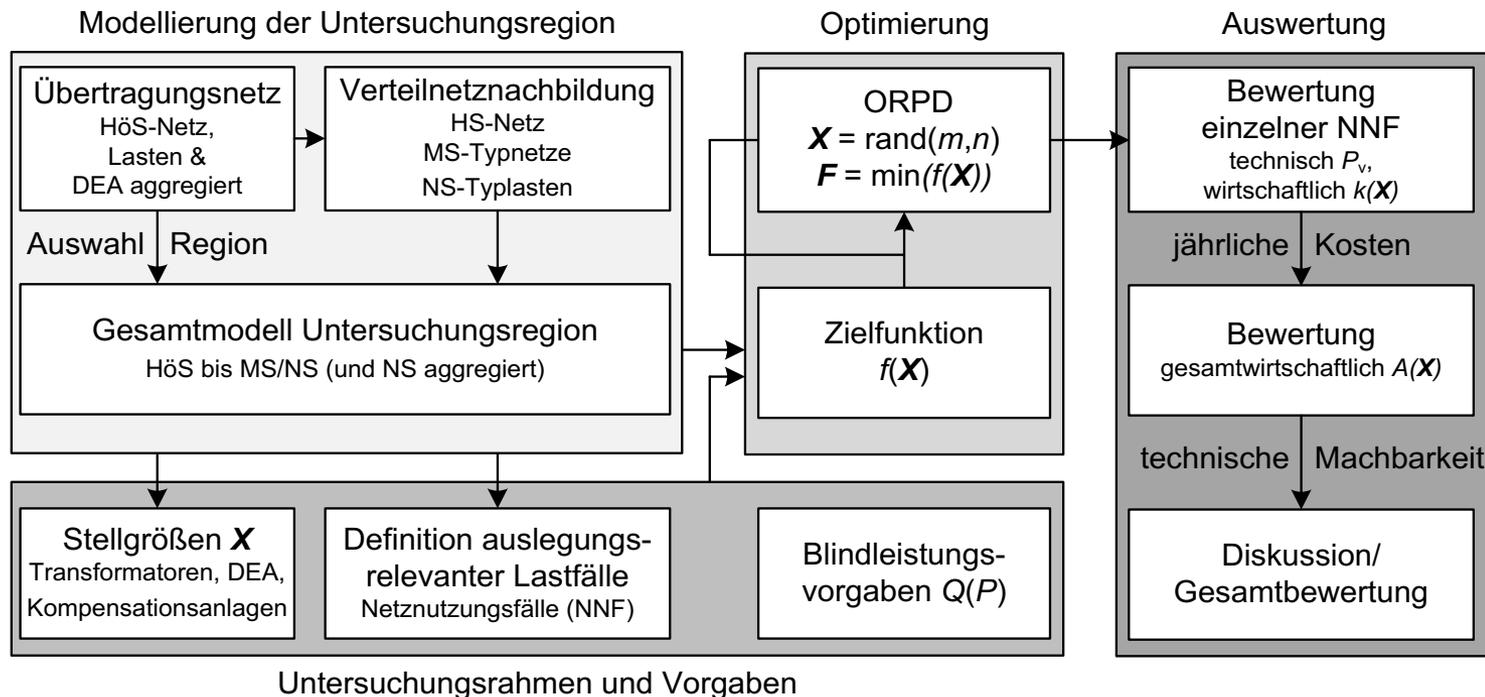
- Nichtlineares, gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem
- Hierarchische Anforderungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene
- Kombiniertes Problem von Netzbetriebsoptimierung (P_V) und Netzausbauplanung (Q_{Komp})
 - Lösung durch Heuristik (Partikelschwarmoptimierung, MATLAB)
 - Erweiterungen wie GPAC oder HMAPSO zur Laufzeitverbesserung
 - Evaluation verschiedener Stellgrößen, Zielfunktionen und Hierarchien

Agenda

- Hintergrund und Forschungsfrage
- Modellierung
 - Übertragungsnetzebene
 - Verteilnetzebene
- Multikriterielle Optimierung
 - Technisch
 - Wirtschaftlich
- Bewertungsmethodik
- Exemplarische Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Bewertungsmethodik

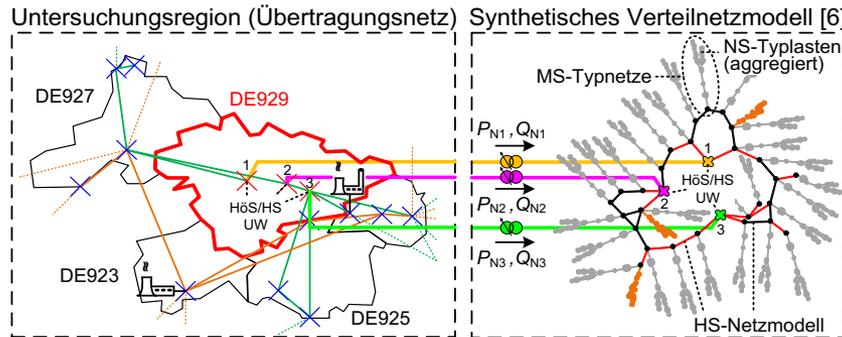
- Ablauf von Modellierung, Optimierung und Bewertung:



- Für das Simulationsmodell modular anwendbare Bewertungsmethodik
- Spannungsebenen übergreifende Optimierung

Exemplarische Ergebnisse

■ Untersuchungsregion DE929



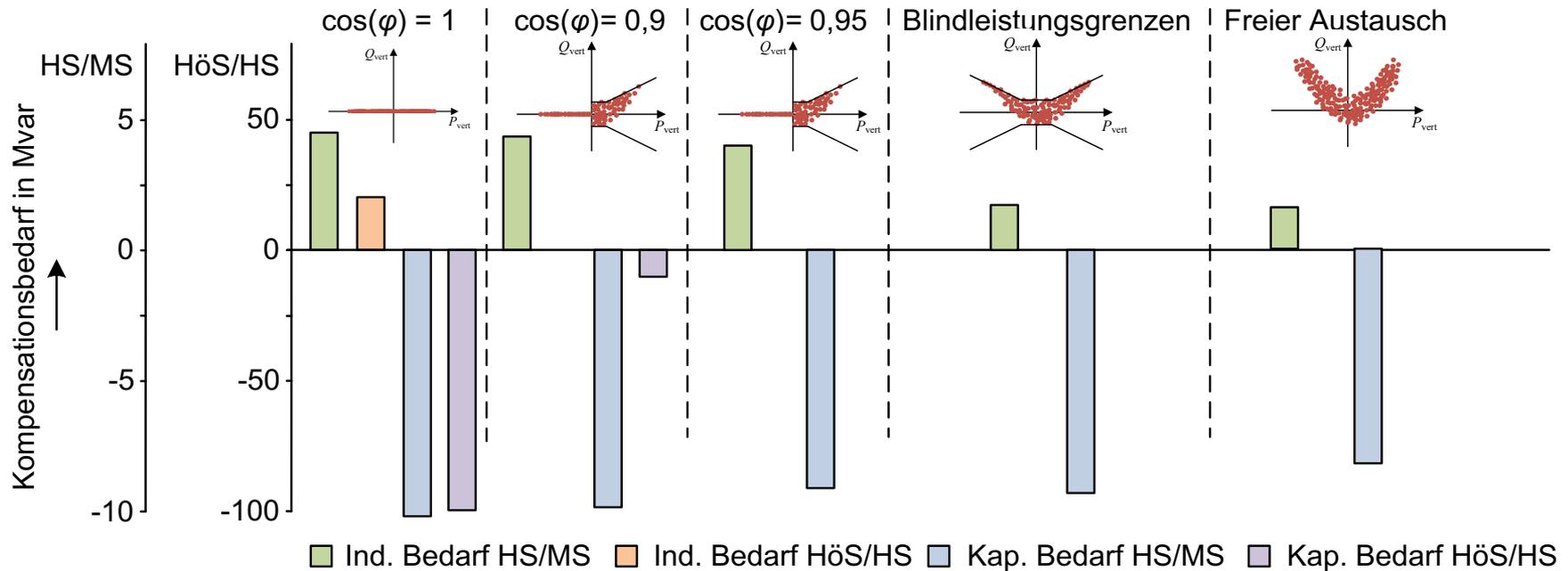
■ Verteilung der Betriebsmittel je Spannungsebene

DE929:	Nennleistung in MW:	Anteil je Spannungsebene in %:		
		HS	MS	NS
Lasten:	547,42	40	35	25
WEA:	127	47,2	52,8	-
PV-Anlagen:	173	-	-	100

- Optimierung erfolgt aus Systemsicht (gemeinsame Optimierung)
 - Technische Potentialanalyse bei Zugriff auf alle Stellgrößen
 - Vergleich der Blindleistungsvorgaben

Exemplarische Ergebnisse - Kompensationsbedarf

- Untersuchungsregion DE929 ohne Blindleistungsanforderung im HöS-Netz

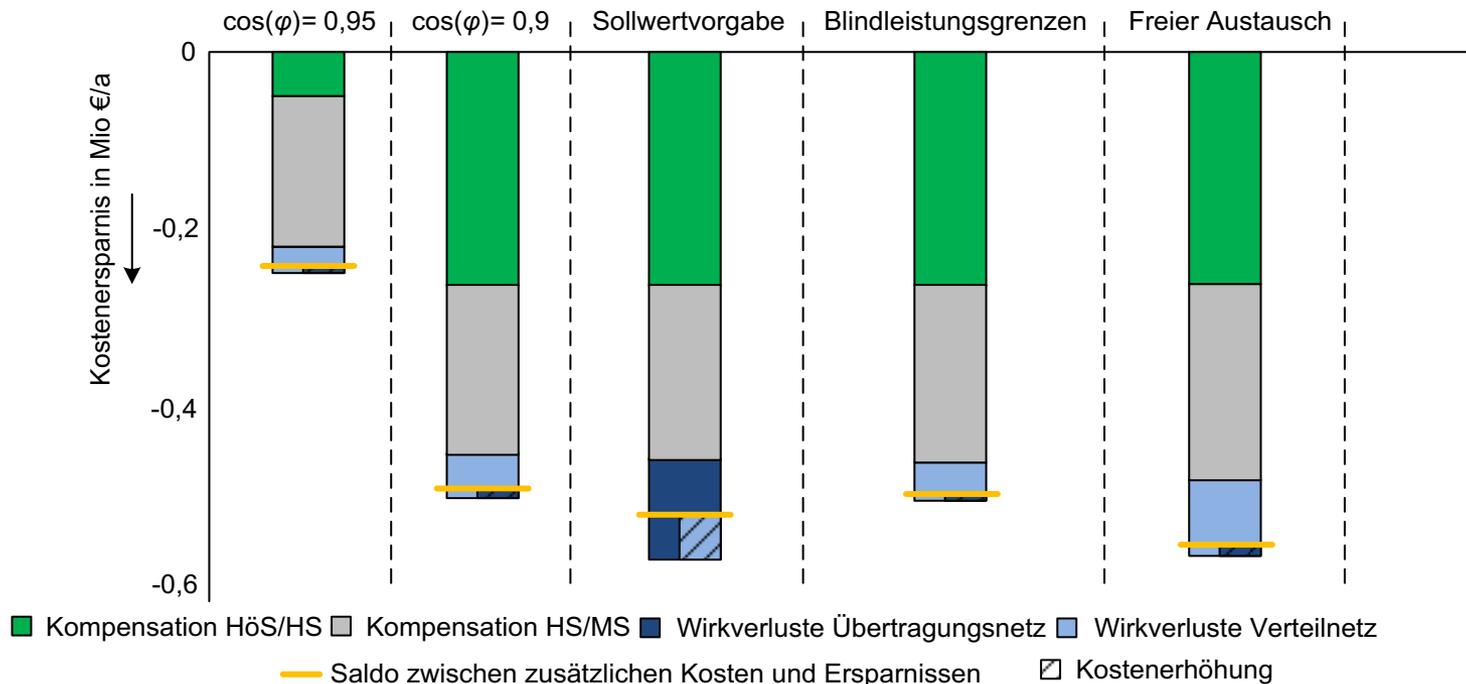


- Jeweils individuelle Gegebenheiten und Leistungsgrößen
- Steigender Kompensationsbedarf zur Erfüllung strikterer Vorgaben
- Freie Vorgaben mit hohem Potential zur Optimierung (netzeigen und gesamt)

Exemplarische Ergebnisse - Wirtschaftlichkeit

- Untersuchungsregion DE929 ohne Blindleistungsanforderung im HöS-Netz

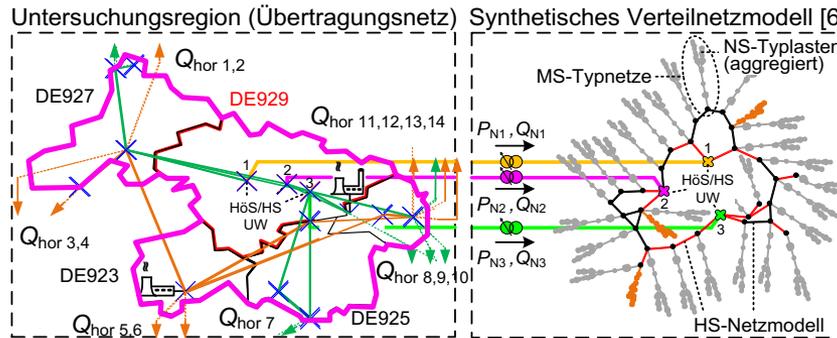
Referenzwert: 17,35 Mio. €/a (Vorgabe $\cos(\varphi) = 1$)



- Divergierende Möglichkeiten (aus Systemsicht) zur Kostensparnis
- Bei Umsetzung der Vorgaben abweichende Tendenzen zu erwarten (getrennte Netzführung, keine Koordination)

Exemplarische Ergebnisse

■ Untersuchungsregion DE929



Zusätzliche Nebenbedingung:

$$\sum Q_{hor} \stackrel{!}{\approx} 0 \text{ (min } \sum Q_{hor} \text{)}$$

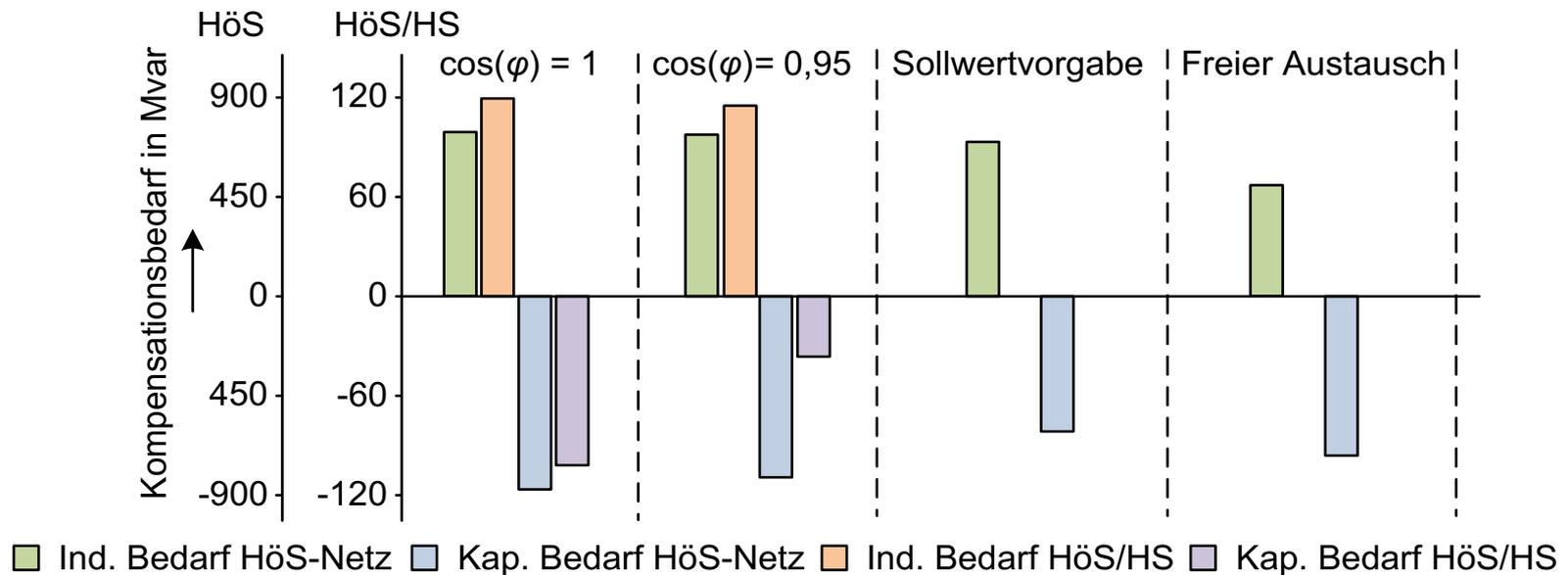
■ Verteilung der Betriebsmittel je Spannungsebene

DE929:	Nennleistung in MW:	Anteil je Spannungsebene in %:		
		HS	MS	NS
Lasten:	547,42	40	35	25
WEA:	127	47,2	52,8	-
PV-Anlagen:	173	-	-	100

- Optimierung erfolgt aus Systemsicht (gemeinsame Optimierung)
 - Technische Potentialanalyse bei Zugriff auf alle Stellgrößen
 - Vergleich der Blindleistungsvorgaben

Exemplarische Ergebnisse - Kompensationsbedarf

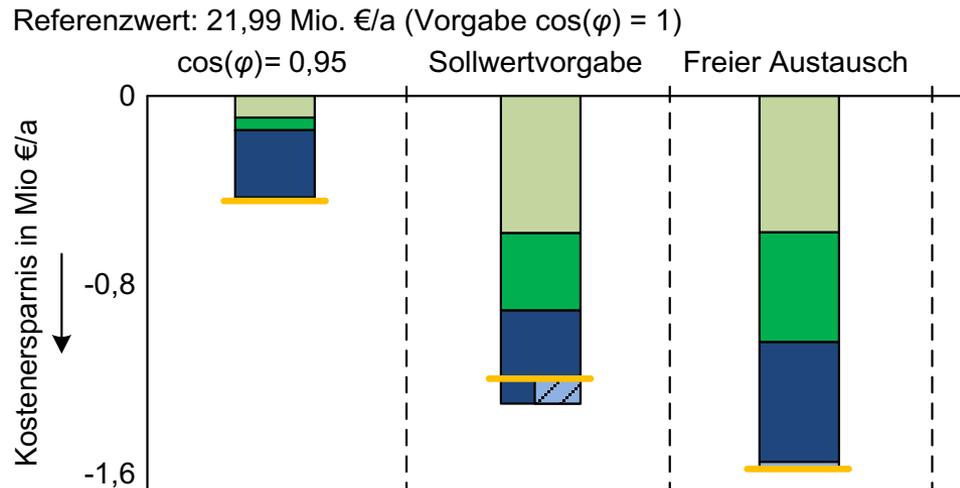
- Untersuchungsregion DE929 mit Blindleistungsanforderung im HöS-Netz



- Bei übergeordneten Anforderungen fehlen beiden Netzebenen die notwendigen Stellmöglichkeiten (hoher Kompensationsbedarf)

Exemplarische Ergebnisse - Wirtschaftlichkeit

- Untersuchungsregion DE929 mit Blindleistungsanforderung im HöS-Netz



- Kompensation HöS
- Kompensation HöS/HS
- Wirkverluste Übertragungsnetz
- Wirkverluste Verteilnetz
- Saldo zwischen zusätzlichen Kosten und Ersparnissen
- ▣ Kostenerhöhung

- Zusätzliche Nebenbedingungen/Anforderungen verdeutlichen die unterschiedlichen Eigenschaften der Blindleistungsvorgaben
- Freie Vorgaben bzw. eine Koordination des Leistungsaustausches ermöglicht prinzipiell Spannungsebenen übergreifend den Blindleistungshaushalt zu optimieren

Agenda

- Hintergrund und Forschungsfrage
- Modellierung
 - Übertragungsnetzebene
 - Verteilnetzebene
- Multikriterielle Optimierung
 - Technisch
 - Wirtschaftlich
- Bewertungsmethodik
- Exemplarische Ergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung

- Entwicklung einer standardisierten, modularen Bewertungsmethodik für den vertikalen Leistungsaustausch (Übertragungs- und Verteilnetzebene)
- Spannungsebenen übergreifendes Gesamtmodell einzelner Regionen mit Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten
- Multikriterielle Optimierung der weitreichenden Problemstellung
- Vergleich verschiedener Vorgaben in Einzelfallstudien (Potentialanalysen)
- Ergebnisse zeigen den Einfluss und die Unterschiede der Blindleistungsvorgaben (Validierung der Methodik)
- Aus Systemsicht lässt sich die Eignung der Vorgaben vergleichen
- Je nach Untersuchungsregion und Wahl der Zielfunktion (getrennte Optimierung) sind unterschiedliche Nutzen und Potentiale für die jeweiligen Netzebenen zu erwarten

Ausblick

- Vertiefende Validierung der Netzmodelle
- Einzelfallstudien mit realen Verteilnetzmodellen
- Definition von Untersuchungsregionen (bspw. Nord. Süd, Land etc.)
- Vergleich verschiedener Blindleistungsvorgaben in variierenden Anforderungen aus dem Übertragungsnetzmodell
- Erweiterung des Übertragungsnetzmodells um die erzielten Ergebnisse
 - Abschätzfunktion für nicht nachgebildete Regionen
 - Berücksichtigung der vorhandenen Möglichkeiten der Verteilnetzebene zur Blindleistungsbereitstellung
- Ableitung von Vorgaben für die Netzplanung auf Verteilnetzebene
- Laufzeitverbesserung des ORPD

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Kontakt

Dipl.-Ing. Steffen Garske

garske@ifes.uni-hannover.de

+49 511 762 19986

Anhang: Modifikation der Leistungsflussberechnung

- 1. Substitution der aggregierten Leistungswerte im HöS-Netz:

$$\left. \begin{aligned}
 \mathbf{k}_{\text{GenVert}} &= [k_{72}, k_{73}, k_{75}] \\
 \underline{\mathbf{s}}_{\text{K,HöS}}(\mathbf{k}_{\text{GenVert}}) &= 0 \\
 \text{Ziel: } \sum \mathbf{p}_{\text{K,HöS}}(\mathbf{k}_{\text{GenVert}}) &\stackrel{!}{\approx} \sum \mathbf{p}_{\text{K,GenVert}} + P_{\text{V,GenVert}}
 \end{aligned} \right\} \underline{\mathbf{s}}_{\text{K,GenVert}} = \begin{matrix} = \sum \mathbf{p}_{\text{K,GenVert}} \\ \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{\text{Last,HS}} + \mathbf{p}_{\text{DEA,HS}} \\ \mathbf{p}_{\text{Last,MS}} + \mathbf{p}_{\text{DEA,MS}} \\ \mathbf{p}_{\text{Last,NS}} + \mathbf{p}_{\text{DEA,NS}} \end{bmatrix} \end{matrix} + j \begin{bmatrix} \mathbf{q}_{\text{Last,HS}} + \mathbf{q}_{\text{DEA,HS}} \\ \mathbf{q}_{\text{Last,MS}} + \mathbf{q}_{\text{DEA,MS}} \\ \mathbf{q}_{\text{Last,NS}} + \mathbf{q}_{\text{DEA,NS}} \end{bmatrix}$$

- 2. Anpassung der Eingangsgrößen der Leistungsflussberechnung:

$$\underline{\mathbf{s}}_{\text{K,total}} = \mathbf{p}_{\text{K,total}} + j\mathbf{q}_{\text{K,total}} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{\text{K,HöS}} + j\mathbf{q}_{\text{K,HöS}} \\ \mathbf{p}_{\text{K,GenVert}} + j\mathbf{q}_{\text{K,GenVert}} \end{bmatrix}$$

$$\underline{\mathbf{u}}_{\text{K}} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{\text{K,HöS}} \\ \mathbf{u}_{\text{K,GenVert}} \end{bmatrix}$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\text{KK,total}} = -\mathbf{K} \cdot \underline{\mathbf{Y}}_{\text{T,total}} \cdot \mathbf{K}^T \text{ mit } \underline{\mathbf{Y}}_{\text{T,total}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\text{T,HöS}} & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}_{\text{T,Verteil}} \end{bmatrix}$$

- 3. Iteratives Anpassen der Zielvorgaben und Netzmodelle

Anhang: Modellierung - Kostenfunktionen

- Zeitpunktabhängige Kostenbewertung

$$f(\mathbf{X}) = \underbrace{k_V (P_{V,Hös} + P_{V,HS-MS})}_{\text{Verluste}} + \underbrace{k_K (Q_{Komp,Hös} + Q_{Komp,Hös/HS})}_{\text{Kompensation}} + \underbrace{k_G (Q_{Grenz})}_{\text{Entschädigungszahlungen}}$$

- Kostenfaktoren

Kostenfaktoren	Werte
k_V	50 €/MW h [3]
$k_{G,Hös/HS}$	0,87 - 1,1 ct/kvarh [17]
$k_{G,HS/MS}$	0,92 - 1,82 ct/kvarh [18]

- Kompensationsanlagen

$$k_K(Q_{Komp}) = \frac{A_K(Q_{Komp})}{8760 \text{ h}}$$

$$A_K(Q_{Komp}) = \frac{(1 + \kappa)^N \cdot \kappa}{(1 + \kappa)^N - 1} \cdot C, \text{ mit } \kappa = 0,07, N = 18 \text{ a und } C = 2 \text{ Mio €} + 13 \text{ T€} \cdot Q_{Komp}$$

Anhang: Modellierung - Gesamtkosten

- Hochrechnung der Netznutzungsfälle

$$A_V = k_V \left(\sum_{j=1}^{n_{\text{NNE}}} P_{V,\text{ges},j} \cdot H_j \right)$$

$$A_G = \sum_{j=1}^{n_{\text{NNE}}} \left(K_{G,\text{HöS/HS}} \left(\left(\sum Q_{\text{Grenz,HöS/HS}} \right)_j \right) + K_{G,\text{HS/MS}} \left(\left(\sum Q_{\text{Grenz,HS/MS}} \right)_j \right) \right) \cdot H_j$$

- Kompensationsanlagen

$$A_K(Q_{\text{Komp}}) = \frac{(1 + \kappa)^N \cdot \kappa}{(1 + \kappa)^N - 1} \cdot C, \text{ mit } \kappa = 0,07, N = 18 \text{ a und } C = 2 \text{ Mio } \text{€} + 13 \text{ T€} \cdot Q_{\text{Komp}}$$

- Gesamtkosten

$$A_{\text{ges}} = A_V + A_K + A_G$$