



ANWENDUNG VON METHODEN DER DYNAMISCHEN NETZREDUKTION

ABBILDUNG VON VERTEILUNGSNETZEN FÜR DIE
UNTERSUCHUNG DER TRANSIENTEN STABILITÄT IM
ÜBERTRAGUNGSNETZ

Sebastian Krahmer, Alix von Haken,
Johannes Weidner, Peter Schegner

EnInnov 2018, 14.-16.02.2018



1

Motivation und Definition der Forschungslücke

2

Netzmodell

3

Verfahren der Netzmodellreduktion

4

Ausgewählte Ergebnisse

5

Fazit

Motivation I

- Zunehmende Verlagerung der Erzeugung aus den Übertragungsnetzen in die Verteilungsnetze
- Beitrag zur Spannungs- und Frequenzhaltung in Zukunft maßgeblich von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEAs)

Dynamik der DEAs in unterlagerten Netzen wird relevant für transiente Stabilität im Übertragungsnetz

Motivation II

- Untersuchung der transienten Stabilität* im Übertragungsnetz erfolgt durch Simulation von auslegungsrelevanten Störungen
- Unterlagerte Netze abgebildet als - aus einer Netzmodellreduktion hervorgegangene - Netzäquivalente

Die Exaktheit des Einflusses der dynamischen Eigenschaften von DEAs auf die transiente Stabilität wird bestimmt durch das Verfahren der Netzmodellreduktion

* Großsignal-Polradwinkelstabilität im Mittel- und Langzeitbereich

Forschungsfragen

Einfluss der Parametrierung dynamischer DEA-Modelle
in unterlagerten Netzen auf die transiente Stabilität in
den Übertragungsnetzen

Forschungsfragen

Einfluss der Parametrierung dynamischer DEA-Modelle
in unterlagerten Netzen auf die transiente Stabilität in
den Übertragungsnetzen

Genauigkeit und Praxistauglichkeit von Verfahren zur
dynamischen Netzmodellreduktion

1

Motivation und Definition der Forschungslücke

2

Netzmodell

3

Verfahren der Netzmodellreduktion

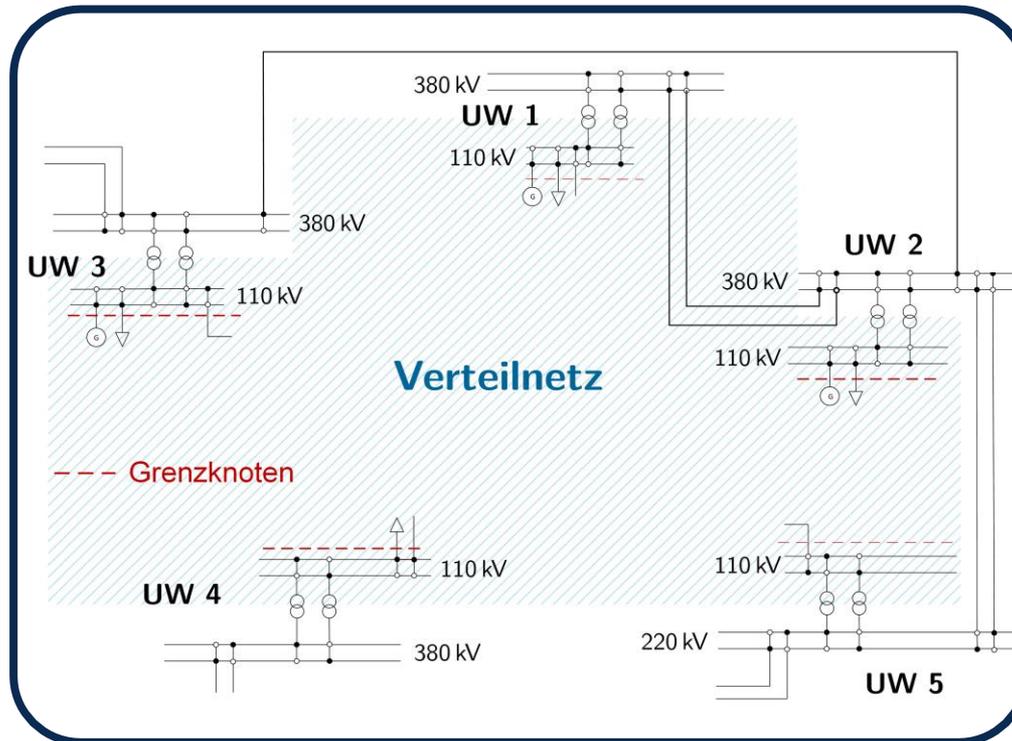
4

Ausgewählte Ergebnisse

5

Fazit

Dynamisches Modell eines realen 110-kV-Netzes

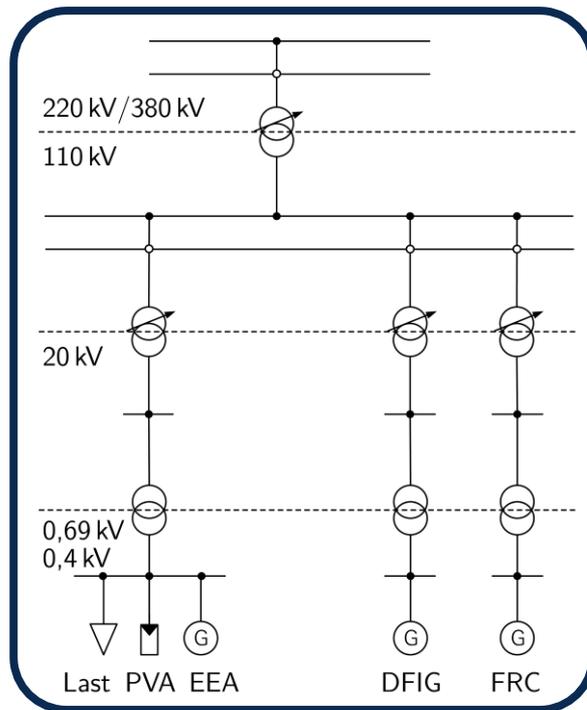


UW – Umspannwerk

- Randnetz:
Übertragungsnetz der
50Hertz
- Installierte Leistung*:
ca. 2,5 GW
(davon 70 % aus WEAs)
- Maximale Last:
ca. 0,4 GW
- Stromkreislänge:
1400 km

* Regionalisiert aus EEG-Stammdatenbank und Kraftwerksliste (Stand: 2016)

Struktur der Umspannwerke / 110-kV-Knoten



- PVA** – Photovoltaikanlage
- EEA** – Sonstige DEA
- DFIG** – WEA mit doppeltgespeister Asynchronmaschine
- FRC** – WEA mit Vollumrichteranlage

- Zuordnung der Erzeugungsanlagen (EZAs):
 - Stand 2016: Regionalisiert aus EEG-Stammdatenbank und Kraftwerksliste
- Windenergieanlagen (WEAs):
 - Typen DFIG und FRC gleichverteilt
 - Statische $Q(U)$ - und $Q(P)$ -Regelung
 - Dynamische Blindstromstützung
- Alle weiteren Anlagen und Lasten:
 - Fester Leistungsfaktor
 - Anschluss an Niederspannungsebene

Szenarien [1]

Betriebsfälle

Kritischer Betriebsfall aus einer synthetischen Woche*.

Starkwind (S)

	WEA	PVA	Last
Arbeitspunkt:	++	--	++

Nachtstunde mit wenig Wind.

Leerlauf (L)

	WEA	PVA	Last
Arbeitspunkt:	-	--	0

* Modellwoche zur Prognose der maximalen Blindleistungsnachfrage aus Übertragungsnetz

Ausgewähltes Fehlerszenario

Fehler (1)

Dreiphasiger Kurzschluss an UW 2; 380-kV-Sammelschiene
Fehlerklärungszeit: 150 ms

1

Motivation und Definition der Forschungslücke

2

Netzmodell

3

Verfahren der Netzmodellreduktion

4

Ausgewählte Ergebnisse

5

Fazit

Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Erweiterte WARD-Methode

**Methode nach PODMORE [3]
mit REI-Äquivalent**

Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Erweiterte WARD-Methode

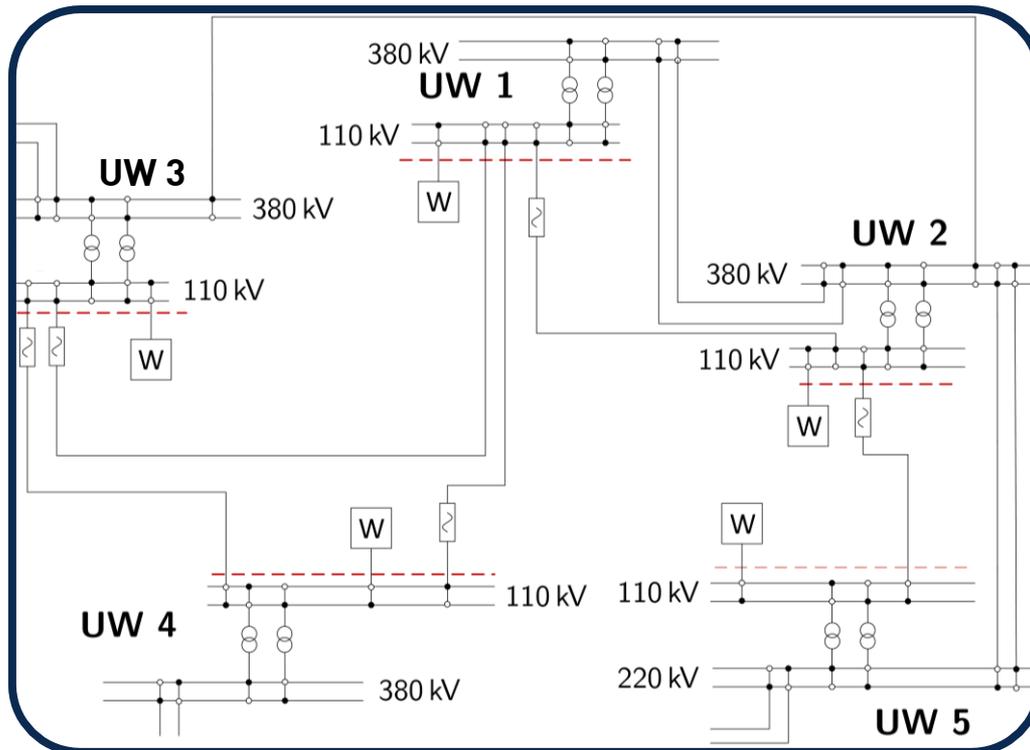
Keine MS- und NS-Netzebene möglich:
Verlagerung aller EZAs und Lasten an 110-kV-Sammelschienen

Statische WARD-Reduktion [2]:
Transfiguration des Netzes auf Grenzknoten (GAUSSsche Elimination)

Substitution der WARD-Elemente durch 110-kV-Knoten mit
aggregierter Erzeugung und Last

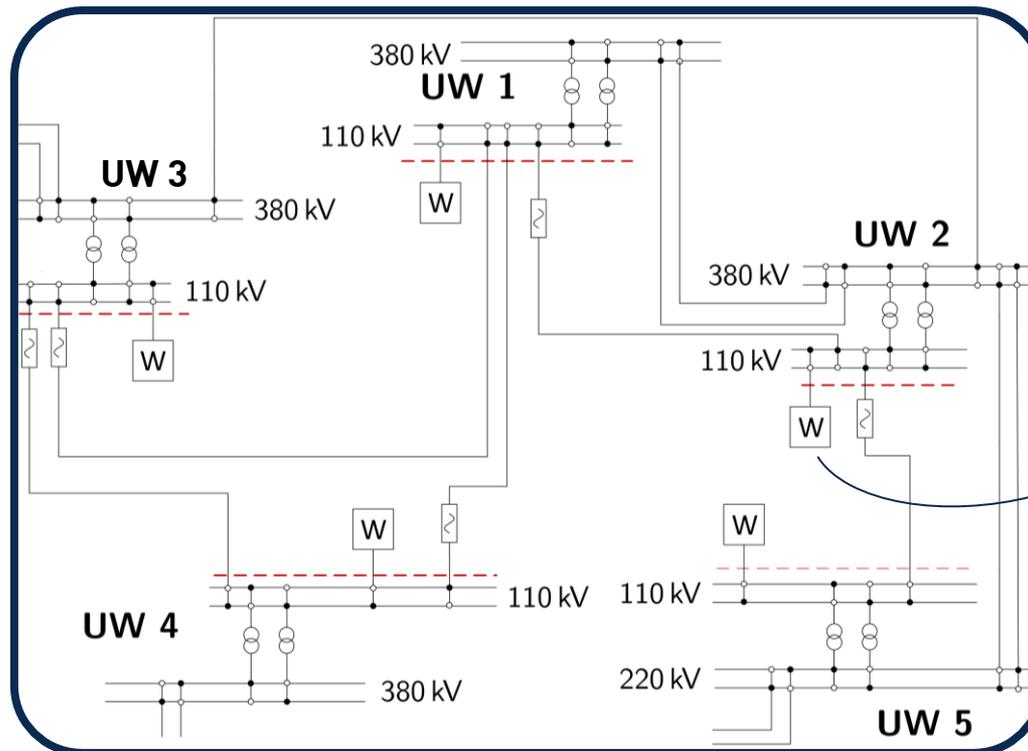
Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Erweiterte WARD-Methode

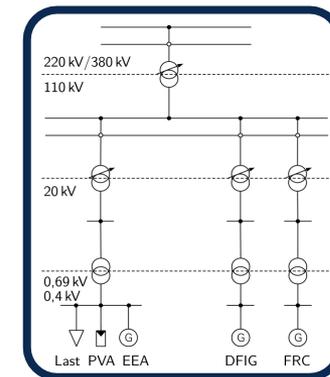


Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Erweiterte WARD-Methode

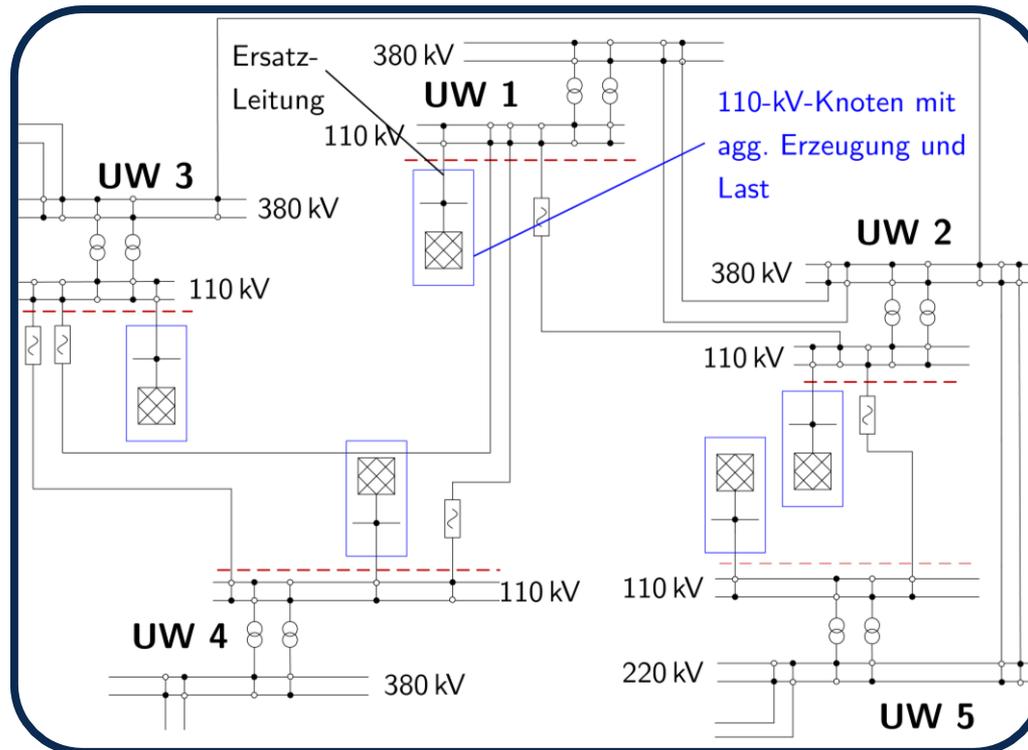


- Substitution der WARD-Elemente durch 110-kV-Knoten



Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Erweiterte WARD-Methode



Eigenschaften des erw. WARD-Äquivalents:

- ⊕ EZA-Anschluss analog zur Netzstruktur im Originalnetz
- ⊖ Händische Aufteilung der Quersweige aus dem Originalnetz auf die Grenzknoten
- ⊕ Statische Blindleistungsregelung analog zur originalen HS-Ebene möglich

Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Methode nach PODMORE [3] mit REI-Äquivalent

Identifikation von kohärenten Generatorengruppen:
Für HS-, MS- und NS-Netzebene möglich

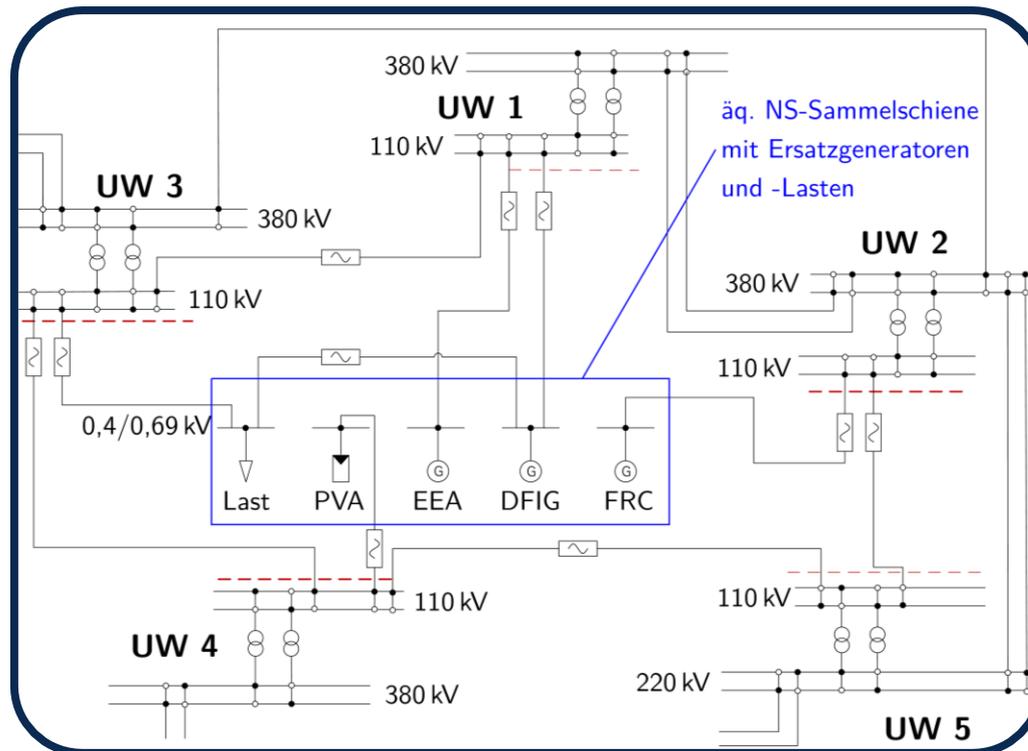
Erstellen von REI-Äquivalenten mit der Methode nach DIMO [4] [5]:
Aggregation aller kohärenter Generatoren an fiktiven Ersatzknoten

Reduzierung des passiven Netzes mit der Methode nach WARD [2]

Aggregation der verbleibenden kohärenten Generatorgruppen zu
einzelnen äquivalenten Generatoren mit dynamischen Anlagenmodell

Topologische Verfahren zur dynamischen Netzreduktion

Methode nach PODMORE [3] mit REI-Äquivalent



Eigenschaften des REI-Äquivalents:

- ⊕ Spannungsebene der jeweiligen Querschiene wie im Originalnetz
- ⊕ Installierte Leistung und Arbeitspunkte gleich Summe der Querschiene im Originalnetz
- ⊖ Keine statische Blindleistungsregelung analog zur originalen HS-Ebene

1

Motivation und Definition der Forschungslücke

2

Netzmodell

3

Verfahren der Netzmodellreduktion

4

Ausgewählte Ergebnisse

5

Fazit

Bewertungsgrößen

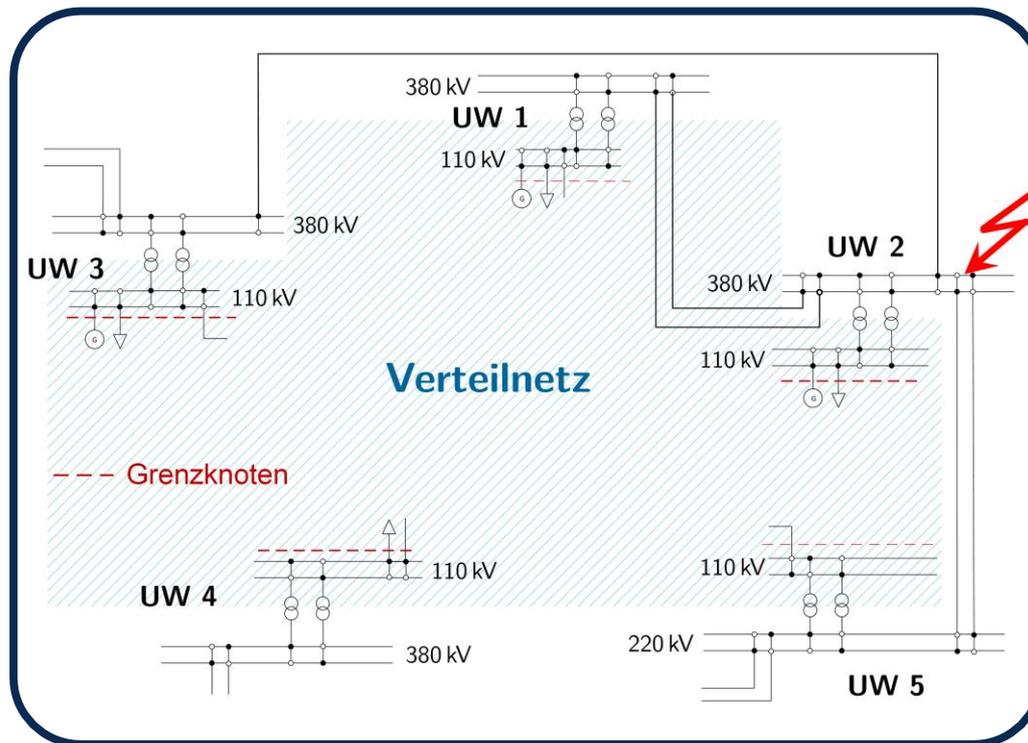
Lastfluss

- Abweichung der Knotenspannungen $|\Delta U_{\text{stat}}|$
- Abweichungen der Knotenspannungswinkel $|\Delta \vartheta_{\text{stat}}|$
- Abweichungen der summierten Leistungsflüsse ΔP_{sum} , ΔQ_{sum}

Transiente Stabilität

- Spannungseinbruch Δu_{min}
- Spannungsüberschwingen Δu_{max}
- Maximale Abweichungen der Knotenspannungswinkel zum Vorfehlerwert $|\Delta \vartheta|_{\text{max}}$

Szenario für nachfolgend dargestellte Ergebnisse

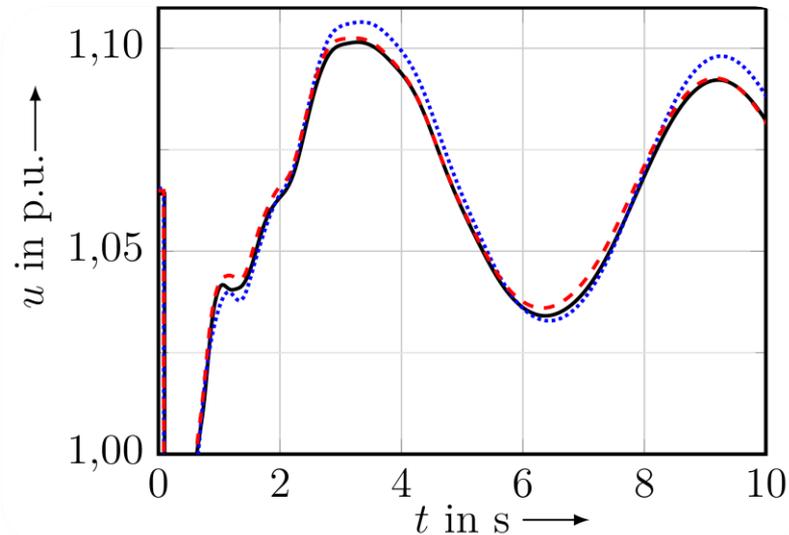


UW – Umspannwerk

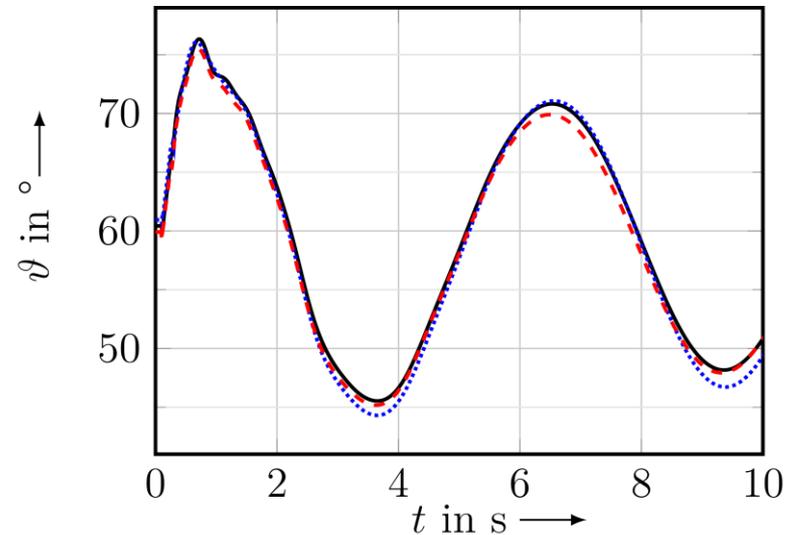
- Ort des Fehlers:
UW 2
- Ort der Auswertung:
UW 3
- Dauer der Simulation:
10s

Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S

— Originalnetz ······ Erw. WARD-Äquivalent - - - - REI-Äquivalent



Spannungsbetrag

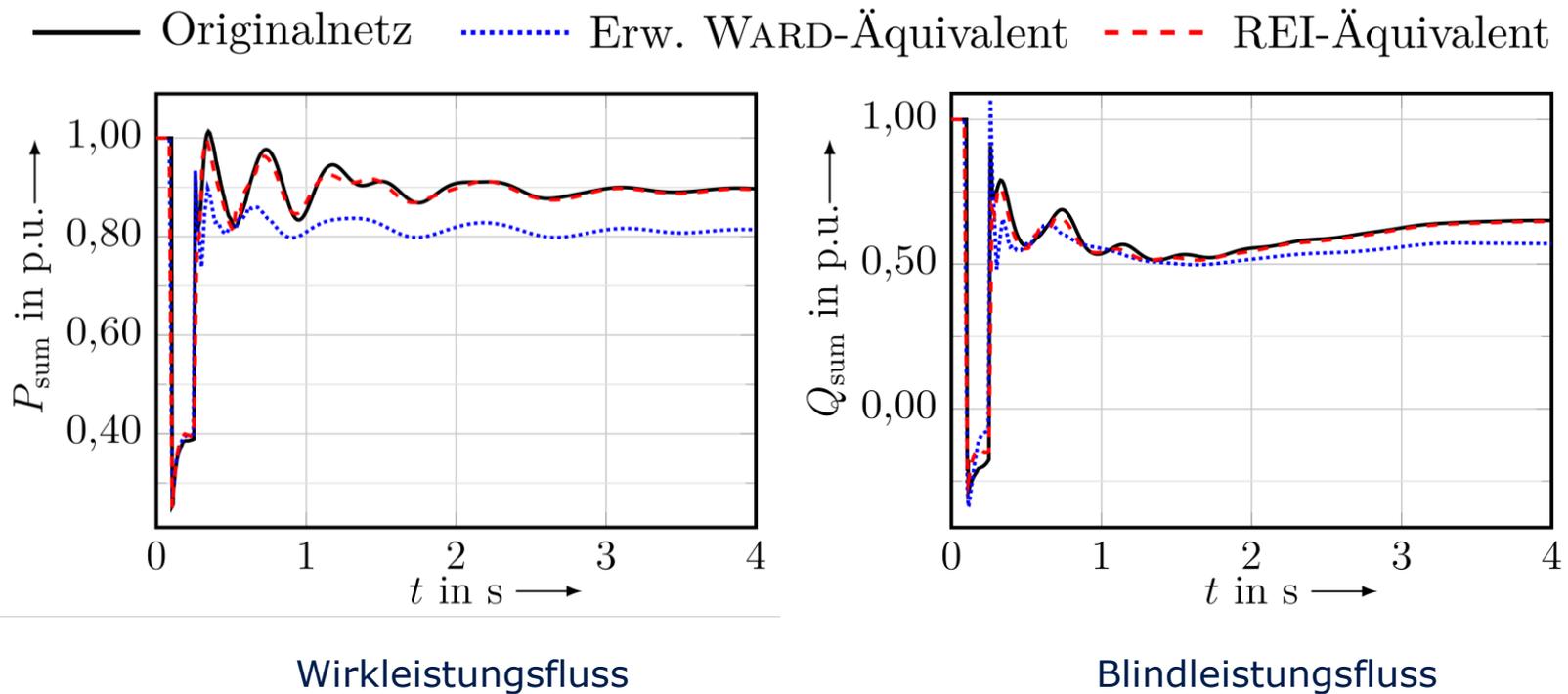


Spannungsphasenwinkel

Stationäre Fehler im Bereich der Messungenauigkeit.

Werte wurden auf Vorfehlerwert bezogen, um einen qualitativen Vergleich zu ermöglichen.

Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S



Signifikante stationäre Fehler beim Erw. WARD-Äquivalent.

Werte wurden auf Vorfehlerwert bezogen, um einen qualitativen Vergleich zu ermöglichen.

Vergleich der Verfahren zur Netzmodellreduktion

	Kriterium	Erweitertes WARD-Äquivalent	REI-Äquivalent mit NS-Knoten
Genauigkeit	Stationärer Fehler	0	++
	Dynamische Simulationen	+	++
Anwendung	Aufwand	-	++
	Anpassbarkeit*	++	-
	Blindleistungsregelung	+	-

* Anpassbarkeit an andere Betriebsfälle ohne erneute vollständige Reduktion

1

Motivation und Definition der Forschungslücke

2

Netzmodell

3

Verfahren der Netzmodellreduktion

4

Ausgewählte Ergebnisse

5

Fazit

Fazit und Ausblick

- Erweitertes WARD-Verfahren für aktuelle Praxis gut geeignet
→ Defizite in der Einstellung eines adäquaten Arbeitspunktes

Netzmodellreduktion nach PODMORE [3] mit REI-Äquivalent
für detaillierte (Verteilungs-)Netzmodelle vorteilhaft

Fazit und Ausblick

- Erweitertes WARD-Verfahren für aktuelle Praxis gut geeignet
→ Defizite in der Einstellung eines adäquaten Arbeitspunktes

Netzmodellreduktion nach PODMORE [3] mit REI-Äquivalent
für detaillierte (Verteilungs-)Netzmodelle vorteilhaft

- REI-Äquivalent geeignet für eine Anpassung an andere Betriebsfälle
ohne erneute Netzreduktion
→ Methode zur Einstellung des Blindleistungsarbeitspunktes nötig
- FRCs zeigen aus Sicht des Übertragungsnetzes vorteilhaftes
Verhalten bei Störungen
→ Einfluss der dynamischen Blindstromstützung von DEAs in Netzen
mit hoher Durchdringung selbiger ist zu evaluieren

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

**Sebastian Krahmer
TU Dresden – IEEH**

**sebastian.krahmer
@tu-dresden.de**

**Alix von Haken
TU Dresden**

**alix.haken
@posteo.de**

**Johannes Weidner
50Hertz Transmission**

**johannes.weidner
@50hertz.com**

Literaturverzeichnis

- [1] A. von Haken. „Analyse und Bewertung von Methoden zur Netzreduktion von 110-kV-Netzen für die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz“. Diplomarbeit. Technische Universität Dresden, 2017.
- [2] J. B. Ward. „Equivalent Circuits for Power-Flow Studies“. In: Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 68.1. Juli 1949.
- [3] R. Podmore. „A Comprehensive Program For Computing Coherency-Based Dynamic Equivalents“. In: IEEE Power Industry Computer Applications Conference (PICA). 1979.
- [4] P. Dimo. Nodal Analysis of Power Systems. Hrsg. von Editura Academiei, Hrsg. von Abacus Press. Bukarest, Kent, 1975.
- [5] J. Stadler und H. Renner. „Application of Dynamic REI Reduction“. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe 2013). Okt. 2013.
- [6] J. Machowski, J. Bialek und J. Bumby. Power System Dynamics / Stability and Control. 2. Auflage. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

Topologische Verfahren zur statischen Netzreduktion

Statisch

WARD [2]

Ersatz von Last und EZAs durch konstante Stromquellen

Elimination aller Knoten durch Stern-Polygon-Transformation

Statische Ersatzspannungsquellen an Grenzknoten bilden Lastfluss nach

DIMO [4] (REI)

Aggregation kohärenter EZAs mit Hilfe von radialen Längsadmittanzen an fiktive Ersatzknoten

Reduktion des passiven Restnetzes mit WARD [2]

ZHUKOV [6]

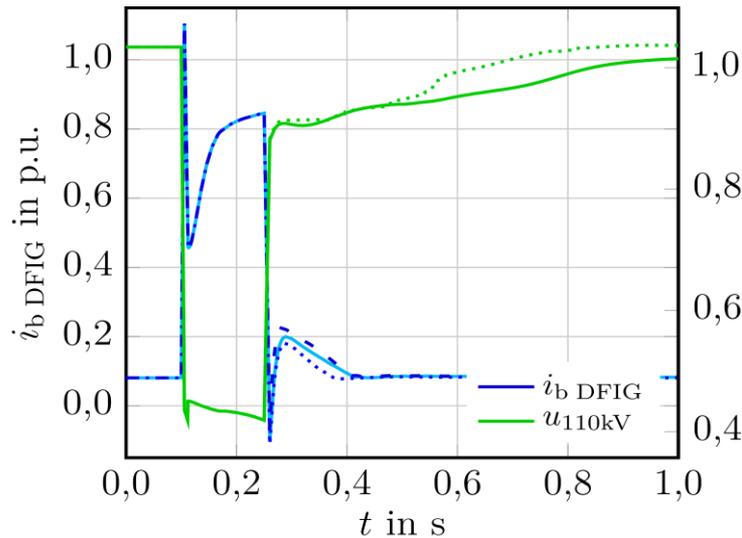
Aggregation kohärenter EZAs mit Hilfe von idealen Transformatoren an fiktive Ersatzknoten

Reduktion des passiven Restnetzes mit WARD [2]

$$k_{\Delta u} = \frac{\Delta i_b}{\Delta u} \Big|_{\text{p.u.}} ; k_{\text{ramp}} = \frac{\Delta i_w}{\Delta i_r} \cdot \frac{100\%}{1 \text{ s}}$$

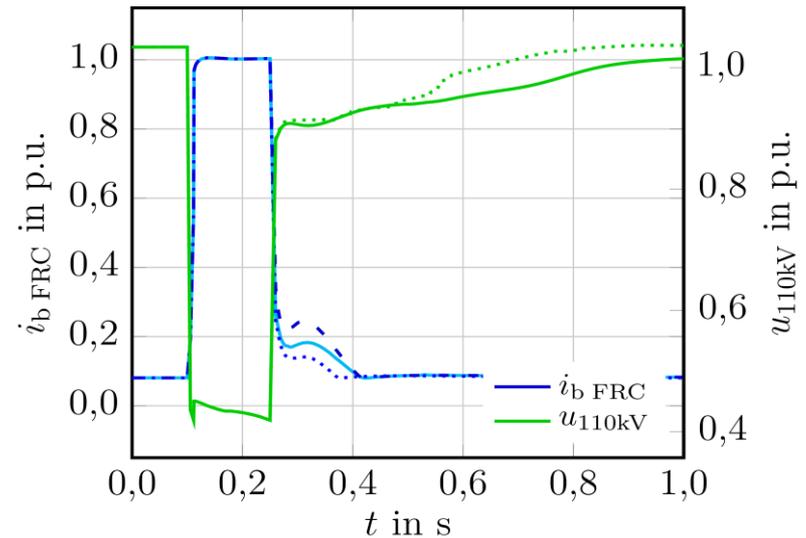
Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S

— $k_{\Delta u} = 5; k_{\text{ramp}} = 1000\%/\text{s}$ (Basisfall)



Blindstrom
alle WEAs sind vom Typ DFIG

— $k_{\Delta u} = 5$ $k_{\text{ramp}} = 20\%/\text{s}$



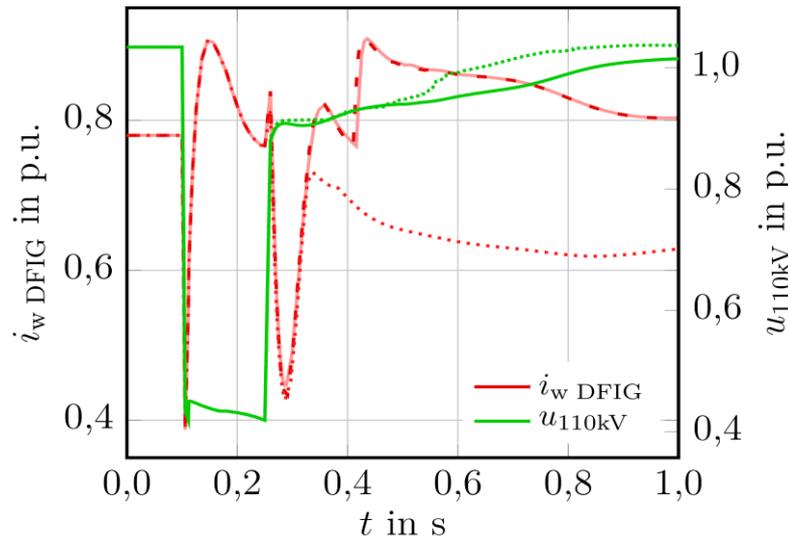
Blindstrom
alle WEAs sind vom Typ FRC

Vorteil der FRCs: - speisen einen kontinuierlich höheren Blindstrom ein
- führen zu geringeren Strom- und Leistungsspitzen

$$k_{\Delta u} = \frac{\Delta i_b}{\Delta u} \Big|_{\text{p.u.}} ; k_{\text{ramp}} = \frac{\Delta i_w}{\Delta i_r} \cdot \frac{100 \%}{1 \text{ s}}$$

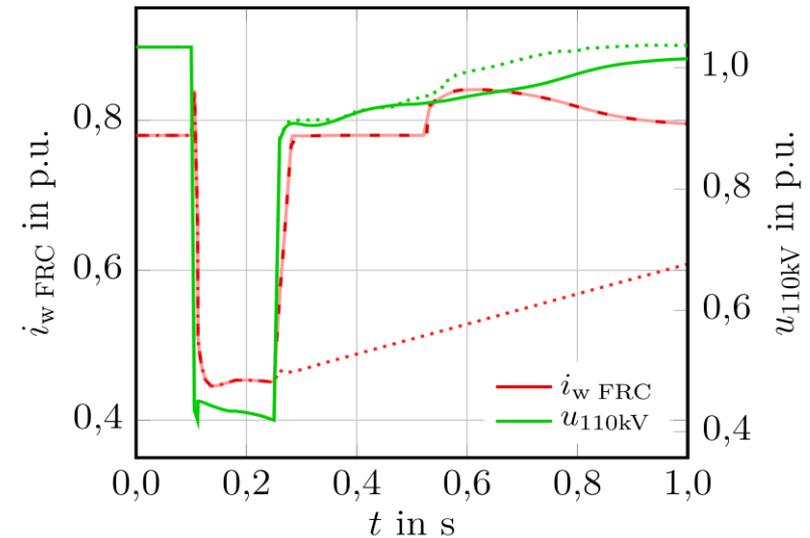
Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S

— $k_{\Delta u} = 5; k_{\text{ramp}} = 1000 \%/\text{s}$ (Basisfall)



Wirkstrom
alle WEAs sind vom Typ DFIG

— $k_{\Delta u} = 5$ $k_{\text{ramp}} = 20 \%/\text{s}$



Wirkstrom
alle WEAs sind vom Typ FRC

- Vorteil der FRCs:
- schnellere Wirkleistungswiederkehr
 - führen zu geringeren Strom- und Leistungsspitzen

Absolute Fehler für Fehler (1) bei Betriebsfall S

	Bewertungsgröße	Erweitertes WARD-Äquivalent	REI-Äquivalent mit NS-Knoten
Lastfluss	$ \Delta U _{av}$ in %	0,2	0,1
	$ \Delta U _{max}$ in %	0,4	0,1
	$ \Delta \vartheta_{stat} _{av}$ in %	2,5	0,8
	$ \Delta \vartheta_{stat} _{max}$ in %	3,4	0,9
	ΔP_{sum} in %	5,4	-3,7
	ΔQ_{sum} in %	20,6	0,9
Dynamische Simulation	Δu_{min} in %	2,8	2,7
	Δu_{max} in %	-1,0	-0,6
	$ \Delta \vartheta _{max}$ in %	6,8	1,4