

ANWENDUNG VON METHODEN DER DYNAMISCHEN NETZREDUKTION - ABBILDUNG VON 110-KV-NETZEN FÜR DIE UNTERSUCHUNG DER TRANSIENTEN STABILITÄT IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

***Sebastian Krahmer¹, *Alix von Haken¹, Johannes Weidner², Peter Schegner¹**

¹ Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden,
sebastian.krahmer@tu-dresden.de, alix.haken@posteo.de
www.tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh

² 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin,
johannes.weidner@50hertz.com, www.50hertz.com

Kurzfassung: Durch die Transition des Elektroenergiesystems werden die dynamischen Eigenschaften der dezentralen Erzeugungsanlagen und ihre Fähigkeit zur statischen und dynamischen Netzstützung zunehmend relevant für die transiente Stabilität im Übertragungsnetz. Für dahingehende Untersuchungen werden Verteilungsnetze durch vereinfachte Netzäquivalente abgebildet. In diesem Beitrag werden die verschiedenen Methoden der dynamischen Netzmodellreduktion hinsichtlich ihrer Genauigkeit und Praxistauglichkeit bewertet sowie Einschränkungen offengelegt. Es erfolgt ein detaillierter Vergleich der erweiterten WARD-Methode mit der auf einem REI-Äquivalent basierenden Methode nach PODMORE anhand eines realen Verteilungsnetzes in der 50Hertz-Regelzone.

Die Ergebnisse zeigen eine sehr gute Genauigkeit der Methode nach PODMORE. Zudem ist der Aufwand dieses Netzreduktionsverfahrens sehr gering, sodass auch eine regelmäßige Aktualisierung der Netzäquivalente und die Reduktion mehrerer Betriebsfälle mit verschiedener Blindleistungseinspeisung möglich ist. Die Grundlage einer dynamischen Netzreduktion ist ein möglichst geringer Fehler im stationären Lastfluss des reduzierten Netzäquivalents.

Keywords: Transiente Stabilität, dynamische Netzmodellreduktion, REI, WARD, dezentrale Erzeugungsanlagen

1 Motivation

Die Transformation des Elektroenergiesystems (EES) schreitet stetig voran. Die Energiewende ist gekennzeichnet durch eine Verlagerung der Erzeugung von konventionellen Kraftwerken in den Übertragungsnetzen hin zu dezentralen Erzeugungsanlagen (DEAs), mehrheitlich angeschlossen in den Verteilungsnetzen. Zum einen wird dabei der Beitrag der großen Synchrongeneratoren zu den Systemdienstleistungen Spannungs- und Frequenzhaltung durch den Beitrag der DEAs, insbesondere der Windenergieanlagen (WEAs), schrittweise substituiert. Zum anderen werden die dynamischen Eigenschaften der DEAs und ihre Fähigkeit zur statischen und dynamischen Netzstützung relevant für die Stabilität im Übertragungsnetz. Die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz erfolgt durch die Simulation von Störungen (z.B. 3-poliger Sammelschienenfehler) in dynamischen Netzmodellen. Hierbei

sind die Verteilungsnetze aus Gründen des Rechenaufwandes, Datenschutzes und der Anlagendatenqualität üblicherweise (nur) durch vereinfachte Netzäquivalente abgebildet. Das gewählte Verfahren der Netzmodellreduktion bestimmt die Modellierungsexaktheit der dynamischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen (EZAs) im reduzierten Netz und kann zu zusätzlichen Abweichungen vom tatsächlichen Verhalten führen.

In diesem Beitrag werden die verschiedenen Verfahren der dynamischen Netzmodellreduktion in Anlehnung an [1] hinsichtlich ihrer Genauigkeit und Praxistauglichkeit bewertet sowie Einschränkungen offengelegt. In Kapitel 2 werden die Abläufe verschiedener Netzreduktionsverfahren für dynamische Stabilitätsbetrachtungen vorgestellt, inklusive eines Exkurses zu den relevanten Eigenschaften von EZAs. Kapitel 3 beschreibt den Aufbau des gewählten Untersuchungsnetzes sowie die relevanten Betriebs- und Fehlerfälle. Eine Bewertung und Gegenüberstellung der einzelnen Reduktionsverfahren mit dem detaillierten Netzmodell wird im Kapitel 4 gegeben. Im letzten Kapitel werden Empfehlungen und Einschränkungen für Netzreduktionsverfahren resümiert.

2 Netzreduktionsverfahren für transiente Stabilitätsbetrachtungen

2.1 Definition der transienten Stabilität

Die Unterteilung der Stabilität erfolgt nach [2] anhand von drei Kriterien. Erstes Kriterium ist die physikalische Größe des EES, in der die Auswirkungen einer Störung hauptsächlich beobachtet werden. Daraus werden die drei Arten Polrad-, Frequenz- und Spannungsstabilität abgeleitet. Als zweites Kriterium wird das Ausmaß der betrachteten Störung herangezogen: Lastschwankungen oder fehlendes synchronisierendes oder dämpfendes Moment führen zu geringfügigen Auslenkungen um einen stabilen Arbeitspunkt des EES, während z. B. Ausfälle von Erzeugungs- oder Übertragungsleistung eine Änderung der Netztopologie nach sich ziehen können und daher die Großsignalstabilität beeinträchtigen. Als drittes Kriterium ist die zeitliche und räumliche Ausdehnung der Folgen der Störung zu berücksichtigen [3]. Da sich dieser Beitrag auf das Verhalten des EES unmittelbar nach Fehlerklärung einer schweren Störung fokussiert, wird im Weiteren der Begriff *transiente Stabilität* als Großsignal-Polradwinkelstabilität definiert.

Die Trägheit der Schwungmassen von Synchrongeneratoren bewirkt, dass relativ zur Grundschwingung mit der Netzfrequenz $f_n = 50$ Hz die Polradwinkeländerungen langsam verlaufen. Unter dieser Voraussetzung sind die schnellen elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge zwischen Kapazitäten und Induktivitäten abgeschlossen und Strom und Spannung befinden sich zu jedem Berechnungszeitpunkt im eingeschwungenen Zustand. Aus diesen Gründen sind auch bei der Untersuchung der transienten Stabilität im Mittel- und Langzeitbereich die Bedingungen für die Gültigkeit des quasistationären Modells erfüllt und die Berechnungen können mit ruhenden Effektivwertzeigern (RMS-Simulationen) durchgeführt werden. [4]

2.2 Beschreibung der verwendeten Netzreduktionsverfahren

Das Netz, in dem Studien durchgeführt werden sollen (Untersuchungsnetz), wird an sogenannten Grenzknoten von Netzgebieten getrennt, die nur hinsichtlich ihrer Rückwirkung auf

das Untersuchungsnetz relevant sind (vgl. Abbildung 1a). Mit Hilfe der Verfahren der Netzmodellreduktion kann nachfolgend aus Daten des zu reduzierenden Netzes ein Netzäquivalent mit verminderter Komplexität erstellt werden. Dieses Netzäquivalent beinhaltet ein angepasstes Impedanznetzwerk zwischen den Grenzknoten sowie äquivalente Ersatzeinheiten für Last und Erzeugung. Die Verfahren zur Netzmodellreduktion lassen sich in physikalische, topologische und modale Verfahren unterteilen und können weiterhin hinsichtlich ihrer Einsatzmöglichkeit in statische und dynamische Verfahren unterschieden werden. Unter Berücksichtigung der Kompatibilität mit dem verwendeten Netzsimulationsprogramm *DlgSILENT PowerFactory* werden in diesem Beitrag ausschließlich topologische Reduktionsverfahren verwendet.

2.2.1 Vergleich statischer Netzreduktionsverfahren

Nachfolgend werden die klassische Methode nach WARD basierend auf der GAUSSschen Elimination und zwei kohärenzbasierte Methoden nach DIMO (REI-Methode) und ZHUKOV beschrieben.

Methode nach WARD [5]

Unter der Annahme, dass sich Lasten und Erzeuger in einem stabilen Arbeitspunkt befinden, lassen sich diese durch konstante Stromquellen im detaillierten Netz repräsentieren. Dies und geringe Knotenspannungswinkeldifferenzen voraussetzend kann ein Netzgebiet reduziert werden, indem man nicht relevante Knoten durch Stern-Polygon-Transformation eliminiert. Um den ursprünglichen Leistungsfluss über die Kuppelleitungen beizubehalten, werden an den Grenzknoten statische Ersatzspannungsquellen, sogenannte WARD-Elemente, eingeführt. Eine einfache Anpassung an andere Betriebsfälle ohne erneute Reduktion ist aufgrund des veränderten zu Grunde liegenden Lastflusses nicht möglich.

REI-Methode nach DIMO [6]

Die REI-Methode (REI: *radial, equivalent, independent*) von DIMO wurde ursprünglich für klassische Synchrongeneratormodelle entwickelt. Sie kann unter der Annahme, dass sich Erzeugungseinheiten gleichen Typs zu kohärenten Gruppen zusammenfassen lassen, auch auf heutige inhomogene Elektroenergieversorgungssysteme angewandt werden. Last- und Erzeugungsknoten werden mit Hilfe von zusätzlichen, radialen, verlustlosen Längsadmittanzen an einem fiktiven Ersatzknoten aggregiert. Je nach Anzahl an gewünschten Last- und Erzeugungstypen können beliebig viele sogenannter REI-Äquivalente implementiert werden. Prinzipiell ist es vorteilhaft, zumindest Last und Erzeugung zu trennen [7]. Das durch die Aggregation entstandene passive Restnetz kann anschließend mit der Methode nach WARD [5] reduziert werden. Eine Anpassung an andere Betriebsfälle erfolgt optimalerweise durch abermalige Reduktion des detaillierten Netzes. Eine Betriebsfallanpassung durch eine einfache Skalierung des Arbeitspunktes der REI-Äquivalente ist zwar möglich, jedoch nur hinreichend genau, wenn das Impedanzverhältnis von dem zu aggregierenden Knoten zu dem äquivalenten Ersatzknoten näherungsweise konstant bleibt.

Methode nach ZHUKOV [3]

Ähnlich zur REI-Methode werden hier Last- und Erzeugungseinheiten an einem äquivalenten Knoten aggregiert, dies erfolgt jedoch mit Hilfe von idealen Transformatoren. Das verbleibende passive Netz kann wiederum mit der Methode nach WARD [5] reduziert werden. Eine Betriebsfallanpassung durch eine einfache Skalierung des Arbeitspunktes des Äquivalents ist nur hinreichend genau, wenn das Spannungsverhältnis von dem zu aggregierenden Knoten zu dem

äquivalenten Ersatzknoten näherungsweise konstant bleibt. Eine signifikante Änderung der Spannungsverteilung im detaillierten Netz macht demnach eine Wiederholung der kompletten Reduktionsmethode notwendig.

2.2.2 Dynamische Netzreduktionsverfahren

Dynamische Netzreduktionsverfahren ermöglichen die Abbildung der dynamischen Eigenschaften der reduzierten Betriebsmittel und erlauben so die Untersuchung von quasistationären Ausgleichsvorgängen beim Zu- und Abschalten von Netzteilen oder im Fehlerfall.

Erweiterte WARD-Methode

Nach aktuellem Stand werden die Verteilungsnetze mit Hilfe einer Erweiterung der WARD-Methode reduziert. Dabei werden die klassischen WARD-Elemente [5], implementiert als statische Ersatzspannungsquellen, durch dynamische 110-kV-Ersatzknoten mit aggregierter Last und Erzeugung substituiert (vgl. Abbildung 1b). Jeder Erzeugungstyp kann nun durch ein dynamisches Anlagenmodell abgebildet werden. Das Verfahren hat den Vorteil, dass der Zubau von DEAs einfach nachgeführt werden kann. Im Gegenzug ist der Aufwand zur Erstellung der reduzierten Netzäquivalente durch die individuelle Anpassung der WARD-Elemente hoch und erfordert Kenntnis realistischer Arbeitspunkte der Ersatzelemente.

Kohärenzbasierte Methode nach PODMORE mit REI-Äquivalent

Die in diesem Paper untersuchte Verfahrensweise auf Grundlage der dynamischen Netzreduktion nach PODMORE [8] bietet den Vorteil, dass die statische Reduktion des Netzes von der dynamischen Reduktion der EZAs und ihrer Knoten entkoppelt ist. Somit bleiben die dynamischen Eigenschaften der EZAs bei gleichzeitig geringem Anpassungsaufwand erhalten. Das angewandte dynamische Netzreduktionsverfahren erfolgt in fünf Schritten:

- 1) Unterteilung eines Netzes in ein Untersuchungsnetz und ein zu reduzierendes Netz,
- 2) Identifikation von Gruppen kohärenter Generatoren für bestimmte Fehler im Untersuchungsnetz,
- 3) Aggregation aller kohärenter Generatorknoten mit der REI-Methode nach DIMO [6], [7],
- 4) Reduzierung des passiven Netzes mit der Methode nach WARD [5],
- 5) Aggregation der Gruppen kohärenter Generatoren zu äquivalenten Generatoren mit dynamischem Anlagenmodell.

Eine dynamische Netzwerkreduktion mit der Methode nach ZHUKOV ist in *PowerFactory* nicht möglich, da der Implementierung idealer Transformatoren Grenzen gesetzt waren.

3 Datengrundlagen des Netzmodells

3.1 Beschreibung des Untersuchungsnetzes

Die Methoden der dynamischen Netzreduktion wurden in *PowerFactory* anhand des Beispiel-Netzmodells *IEEE New England 10-Generator-39-Bus-System* [9] und des Modells eines realen 110-kV-Netzes mit hoher Durchdringung an DEAs aus der 50Hertz-Regelzone demonstriert. Dieses Paper konzentriert sich im Weiteren auf das zweite Netzmodell, sodass das betrachtete Untersuchungsnetz die 50Hertz-Regelzone abbildet. Das darin eingebettete zu reduzierende 110-kV-Verteilungsnetz in Abbildung 1a hat eine installierte Leistung von rund

2,5 GW, von der rund 90 % den DEAs zuzuordnen ist. Hiervon werden allein 80 % von WEAs bereitgestellt. Dem gegenüber steht eine maximale Last von rund 0,4 GW. Die installierte Leistung wurde mit Hilfe der EEG-Stammdatenbank und der verfügbaren Kraftwerksliste regionalisiert und, wie in Abbildung 1b dargestellt, an 110-kV-Knoten aggregiert. Die Gesamtlänge der 110-kV-Stromkreise beträgt rund 1400 km.

Für die Untersuchung zur Netzreduktion wurden vier stark voneinander abweichende Betriebsfälle im 110-kV-Netzmodell in *PowerFactory* implementiert. Die Leistung der EZAs und der Lasten ist an Prognosedaten der Bedarfsanalyse 2016 von *50Hertz* angelehnt, die Jahresläufe für alle designierten Querschnitte in der Regelzone beinhaltet. Die vier eingestellten Betriebsfälle sind:

Leerlauf (L)	Nachtstunde mit wenig Wind: Sehr schwache Einspeisung der WEAs, keine Einspeisung durch PVAs, geringe Last.
Normal (N)	Einspeisung und Last liegen nahe des Medians.
Starkwind (S)	Kritischer Betriebsfall aus einer synthetischen Woche. Hohe Einspeisung durch WEAs, keine Einspeisung durch PVAs, hohe Last.
Hoher Transit (H)	Hohe Einspeisung durch WEAs und PVAs, aber geringe Last. Daher hoher Transit zum Übertragungsnetz.

Der Betriebsfall S bildet eine Stunde einer synthetischen Modellwoche nach, die der Prognose der maximalen Blindleistungsnachfrage an das Übertragungsnetz dient. Aufgrund der hohen Leistungsflüsse zwischen 110-kV-Netz und Übertragungsnetz und den damit einhergehenden niedrigen Sammelschienenenspannungen wird nachfolgend nur dieser Betriebsfall betrachtet.

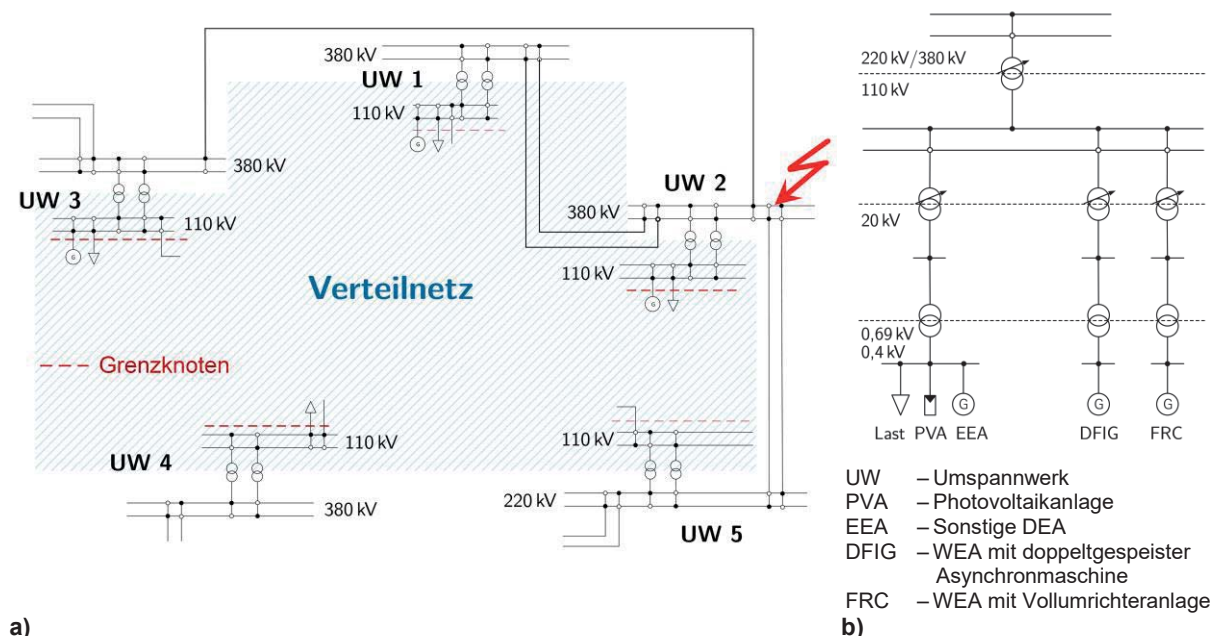


Abbildung 1: a) Netzschemagrafik der fünf Grenzknoten vom Übertragungsnetz zum 110-kV-Netz; b) Netzschemagrafik des 110-kV-Knotens mit aggregierter Last und Erzeugung im Verteilungsnetzmodell

WEAs in der Hochspannung (HS) sind mit einer statischen $Q(U)$ -Regelung implementiert, PVAs besitzen einen festen Leistungsfaktor von $\cos \varphi_{PVA} = 0,95_{ind}$ und für Lasten wurde ein $\cos \varphi_{Last} = 0,9_{ind}$ eingestellt. EEAs sind ausschließlich reine statische Wirkleistungsquellen.

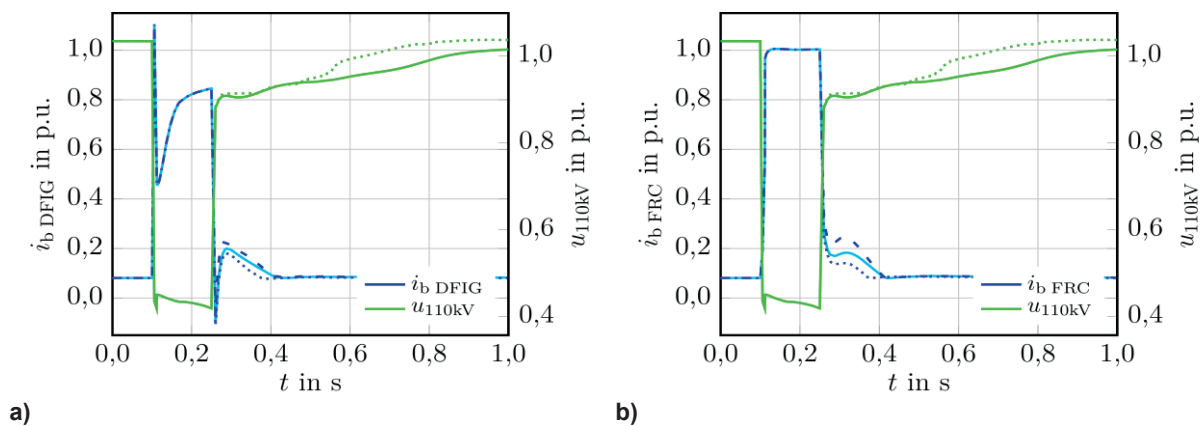
3.2 Fehlerszenarien

Es ist wirtschaftlich und praktisch nicht umsetzbar, ein EES für alle theoretisch möglichen Störungen auszulegen. Aus diesem Grund wird eine Menge von auslegungsrelevanten Störfällen (engl.: *design contingencies*) gebildet, die aufgrund ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit oder ihrer schwerwiegenden Konsequenzen ausgewählt werden. Die Eigenschaft der Großsignalstabilität bezieht sich daher immer auf eine Menge diskreter Störungsfälle [2]. Die simulierten Fehler mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms situieren sich im Übertragungsnetz nahe den Übergabepunkten zum untersuchten Verteilungsnetz, sodass sich die Fehler auf die Zustandsgrößen des 110-kV-Netzmodells auswirken:

- (1) Dreiphasiger Kurzschluss an UW 2; 380-kV-Sammelschiene
- (2) Dreiphasiger Kurzschluss zwischen UW 2 und UW 3; 380-kV-Leitung
- (3) Dreiphasiger Kurzschluss auf zwei 380-kV-Leitungen auf einem Mehrsystemmast (zwischen UW 2 und UW 3)

3.3 Dynamische Eigenschaften von Erzeugungsanlagen

Für den Beitrag der DEAs zur transienten Stabilität im Übertragungsnetz sind zwei dynamische Eigenschaften der WEAs entscheidend: Die dynamische Netzstützung während eines Fehlers durch Blindstromeinspeisung mit dem Faktor $k_{\Delta u}$ und die Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung, repräsentiert durch k_{ramp} ¹. Die dynamische Netzstützung soll bei schnellen Spannungsänderungen im Fehlerfall reagieren, daher liegen die geforderten Einschwingzeiten für die Blindstromeinspeisung im Bereich von 60 ms [10]. Beide Parameter sind auf das Verhalten des Netzes bei einem Fehler abzustimmen. Abbildung 2 vergleicht die Strom- und Spannungsverläufe am UW 3 während eines Fehlers für die beiden Extremsituationen, dass im detaillierten Verteilungsnetz jeweils ausschließlich WEAs des Typs DFIG resp. FRC installiert sind. Der zeitliche Verlauf des Spannungsbetrags der 110-kV-Sammelschiene wird durch die Variation der WEA-Typen kaum verändert, jedoch beeinflusst die Anlagentechnologie die Blindstromeinspeisung im Fehlerfall. Die FRCs speisen im Fehlerfall einen kontinuierlich höheren Blindstrom ein, bei Fehlereintritt und Fehlerklärung kommt es zudem nicht zu den Strom- und Leistungsspitzen der DFIGs. Aus Sicht des Übertragungsnetzes ist daher das modellierte Verhalten der FRCs vorteilhaft. Die Variation von $k_{\Delta u}$ und k_{ramp} zeigt den signifikanten Einfluss von k_{ramp} auf den Nachfehlerverlauf der Spannung.



¹ nach [10]: $k_{\Delta u} = \frac{\Delta i_b}{\Delta u} \Big|_{\text{p.u.}}$; $k_{\text{ramp}} = \frac{\Delta i_w}{\Delta i_r} \cdot \frac{100\%}{1\text{ s}}$

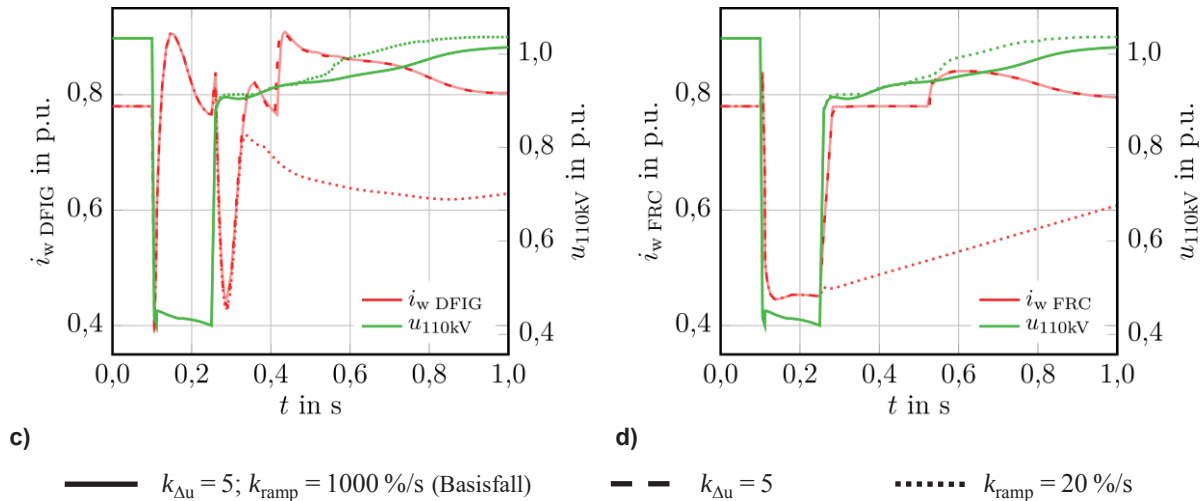


Abbildung 2: Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S: Blind- und Wirkstrom $i_b(t)$, $i_w(t)$ sowie Spannung der 110-kV-Sammelschiene am UW 3;

a) alle WEAs im HS-Netz sind vom Typ DFIG; b) alle WEAs im HS-Netz sind vom Typ FRC;
c) alle WEAs im HS-Netz sind vom Typ DFIG; d) alle WEAs im HS-Netz sind vom Typ FRC;

Für die PVAs und die zusammengefassten weiteren DEAs (EEAs) auf der Niederspannungsebene wurden keine dynamischen Modelle implementiert. Sie behalten in dynamischen Simulationen konstant ihren Arbeitspunkt bei, sofern die Spannung an ihrem Netzanschlusspunkt nicht 0,8 p.u. unterschreitet. In diesem Fall werden sie gemäß [10] vom Netz getrennt und erst wieder zugeschaltet, wenn die Spannung an ihrem Netzanschlusspunkt 60 s lang über 0,8 p.u. beträgt.

4 Ergebnisse

Auf das Originalnetz aus Abbildung 1a wurden die zwei vorgestellten dynamischen Netzreduktionsverfahren angewandt. Es erfolgt ein exemplarischer Vergleich der Simulationsergebnisse mit denen des originalen 110-kV-Netz für Betriebsfall S und Fehler (1). Die Dauer der dynamischen Simulation betrug 10 s.

4.1 Anpassung der dynamischen Netzreduktionsverfahren an das zu reduzierende Verteilungsnetz

4.1.1 Erweiterte WARD-Methode

Abbildung 3a zeigt das Schema des mit der erweiterten WARD-Methode reduzierten 110-kV-Netzes. Die Wirkleistungen der Ersatz-Last und -EZAs des äquivalenten 110-kV-Knotens resultieren aus der Aufteilung der installierten und eingespeisten Leistungen im Originalnetz auf die Grenzknoten. Dies erfolgt je Anlagentyp und in Abhängigkeit von der elektrischen Distanz. Die Blindleistungseinspeisung der EZAs wird entsprechend Kapitel 3.1 eingestellt. Im originalen 110-kV-Netzmodell sind ca. 20 % der Windleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Sensitivitätsuntersuchungen haben gezeigt, dass bei einem so geringen Anteil von WEAs in der Mittelspannungsebene ein vernachlässigbarer Unterschied in den Ergebnissen der dynamischen Simulationen bei Übertragung ihrer Leistung auf die HS-WEAs auftritt. Um die Anzahl der EZAs im äquivalenten 110-kV-Knoten zu minimieren, wird daher die gesamte Windleistung an die HS-Ebene angeschlossen.

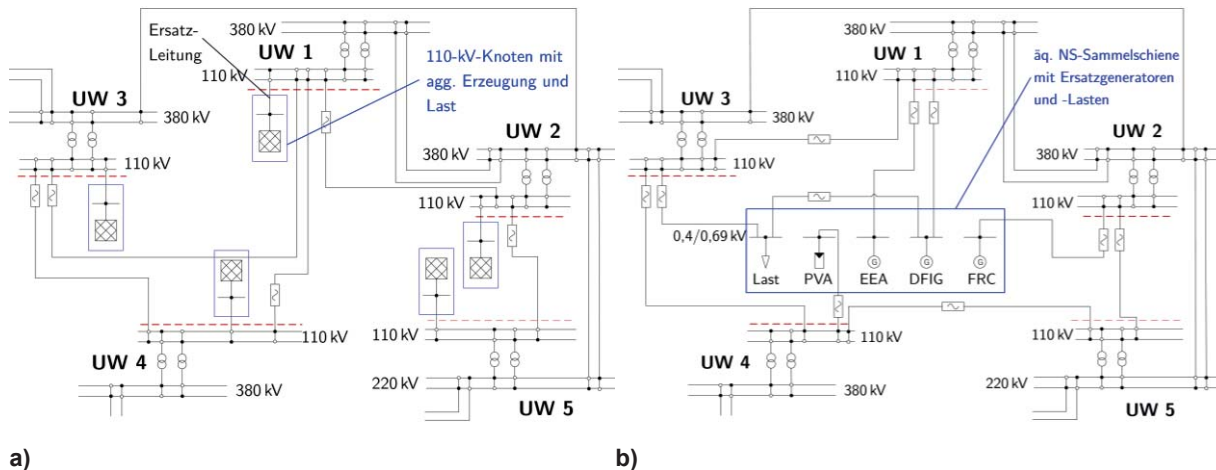


Abbildung 3: Schema des reduzierten 110-kV-Netzes;
a) Reduktion mit der erweiterten WARD-Methode; b) Reduktion mit der dynamischen REI-Methode nach PODMORE

4.1.2 Kohärenzbasierte Methode nach PODMORE mit REI-Äquivalent

Abbildung 3b zeigt das Schema des mit der kohärenzbasierten Methode nach PODMORE reduzierten Netzes. Die Querzweige des Originalnetzes werden je Anlagentyp als aggregierte Ersatzanlage an einem äquivalenten Knoten² abgebildet. Die Wirk- und Blindleistungseinspeisung des REI-Äquivalents ist die Summe der Wirk- und Blindleistung der jeweiligen Anlagentypen im Originalnetz. Da die WEAs daher ebenfalls an der äquivalenten Niederspannungssammelschiene reduziert werden, ist für diese jedoch keine statische Blindleistungsregelung analog zur originalen HS-Ebene möglich.

4.2 Vergleich der Netzreduktionsverfahren

Basierend auf dem Betriebsfall S wurden für den Fehler (1) dynamische Simulationen durchgeführt. Als Leistungsfluss sind im Folgenden die summierten Wirk- und Blindleistungsflüsse über die Transformatoren an den Grenzknoten aus dem unterlagerten Netz in das Übertragungsnetz definiert. Anhand dieses Lastflusses zu Beginn und Ende einer Simulation erfolgte die Bewertung des stationären Fehlers. Die Güte der Reduktionsmethoden für die Bewertung der transienten Stabilität wurde anhand des Spannungseinbruchs und -überschwingens (Spannungsstabilität) und der Verläufe der Knotenspannungsphasenwinkel (Polradwinkelstabilität) an den 380-kV-Sammelschienen der Grenzknoten beurteilt.

Mittelwert aller Beträge von Spannungsabweichungen*:	$ \Delta U _{av}$	Spannungseinbruch:	$\Delta u_{min} = (u(t))_{min} - u_0$
Maximalwert aller Beträge von Spannungsabweichungen*:	$ \Delta U _{max}$	Spannungsüberschwingen:	$\Delta u_{max} = (u(t))_{max} - u_0$
Summe aller Abweichungen im Leistungsfluss über die Transform. der Grenzknoten:	$\Delta P_{sum}, \Delta Q_{sum}$	Maximale Abweichung des Spannungsphasenwinkels vom Vorfehlerwert:	$ \Delta \vartheta _{max} = \vartheta(t) - \vartheta_0 _{max}$

* Die Definition für die stationären Knotenspannungswinkel ϑ_{stat} erfolgt analog.

² In PowerFactory besitzt dieses sogenannte REI-Äquivalent die Spannungsebene, an der die aggregierten Querzweige im Originalnetz angeschlossen waren.

Tabelle 1 gibt den stationären Fehler der Netzreduktionsverfahren in Bezug auf den Lastfluss im Originalnetz an. Während sich die Spannungsabweichung im Bereich der allgemeinen Messunsicherheit bewegt, sind im Leistungsfluss über die Transformatoren an den Grenzknoten, insbesondere beim erw. WARD-Äquivalent, Abweichungen im Bereich von 5 - 20 % vorhanden. Die signifikante Abweichung des Blindleistungsflusses liegt in dem Ersatz der ursprünglichen WARD-Elemente durch die äquivalenten 110-kV-Knoten begründet. Wie in Kapitel 4.1.1 angemerkt, wurden nur die Wirkleistungsverhältnisse getreu übertragen. Der Blindleistungseintrag ist abhängig von den Regelverfahren und damit von den gegenüber dem Originalnetz abweichenden Arbeitspunkten der EZAs. Gegenüber dem REI-Äquivalent ist somit ein erheblicher individueller Parametrierungsaufwand verbunden.

Tabelle 1: Lastfluss bei Betriebsfall S; absoluter Fehler an den 380-kV-Grenzknoten

Bewertungsgröße	Erw. WARD-Äquivalent	REI-Äquivalent
$ \Delta U _{av}$ in %	0,17	0,04
$ \Delta U _{max}$ in %	0,43	0,07
$ \Delta \vartheta_{stat} _{av}$ in %	2,50	0,78
$ \Delta \vartheta_{stat} _{max}$ in %	3,38	0,86
ΔP_{sum} in %	5,35	-3,71
ΔQ_{sum} in %	20,59	0,94

Für die dynamische Simulation gibt Tabelle 2 die Extremwerte im Spannungsverlauf bei Fehler (1) für das Originalnetz und die Netzreduktionsverfahren an. Es zeigt sich dahingehend in Abbildung 4 eine sehr gute Übereinstimmung im qualitativen Kurvenverlauf.

Tabelle 2: Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S; 380-kV-Grenzknoten von UW 3

Bewertungsgröße	Erw. WARD-Äquivalent	REI-Äquivalent
Δu_{min} in %	2,78	2,70
Δu_{max} in %	-0,96	-0,55
$ \Delta \vartheta _{max}$ in %	6,77	1,35

Das erweiterte WARD-Äquivalent besitzt jedoch oftmals eine große, näherungsweise konstante Abweichung während der gesamten Simulation. Eine Bereinigung um den stationären Fehler zeigt, dass bezogen auf den Vorfehlerwert die eingespeiste Wirkleistung des erweiterten WARD-Äquivalents während des Fehlers stärker einbricht und nach Fehlerklärung um ca. 100 MW vermindert ist. Für die Blindleistung beträgt die Abweichung während des Fehlers ca. 100 Mvar. Für beide ist eine geringfügige Glättung im Verlauf nach Fehlerklärung sichtbar. Das REI-Äquivalent zeigt eine bessere Übereinstimmung. Es ist somit festzuhalten, dass Grundlage einer dynamischen Netzreduktion ein möglichst geringer Fehler im stationären Lastfluss des reduzierten Netzäquivalents sein sollte.

Dies wird umso deutlicher, wenn die Äquivalente aus Betriebsfall S lediglich durch Einstellung der Arbeitspunkte aus L auf diesen neuen Betriebsfall angepasst werden sollen. Für beide Netzreduktionsverfahren zeigen die Kurvenverläufe der Spannung eine gute Übereinstimmung mit den Verläufen bei originalen Netzäquivalent aus Betriebsfall L. Bedingt durch die stark unterschiedlichen Arbeitspunkte beider Betriebsfälle treten jedoch im Leistungsfluss sichtbare stationäre Abweichungen als auch Abweichungen in der Kurvenform auf. Das REI-Äquivalent kann im Vergleich zum WARD-Äquivalent besser an einen geänderten Betriebsfall angepasst werden.

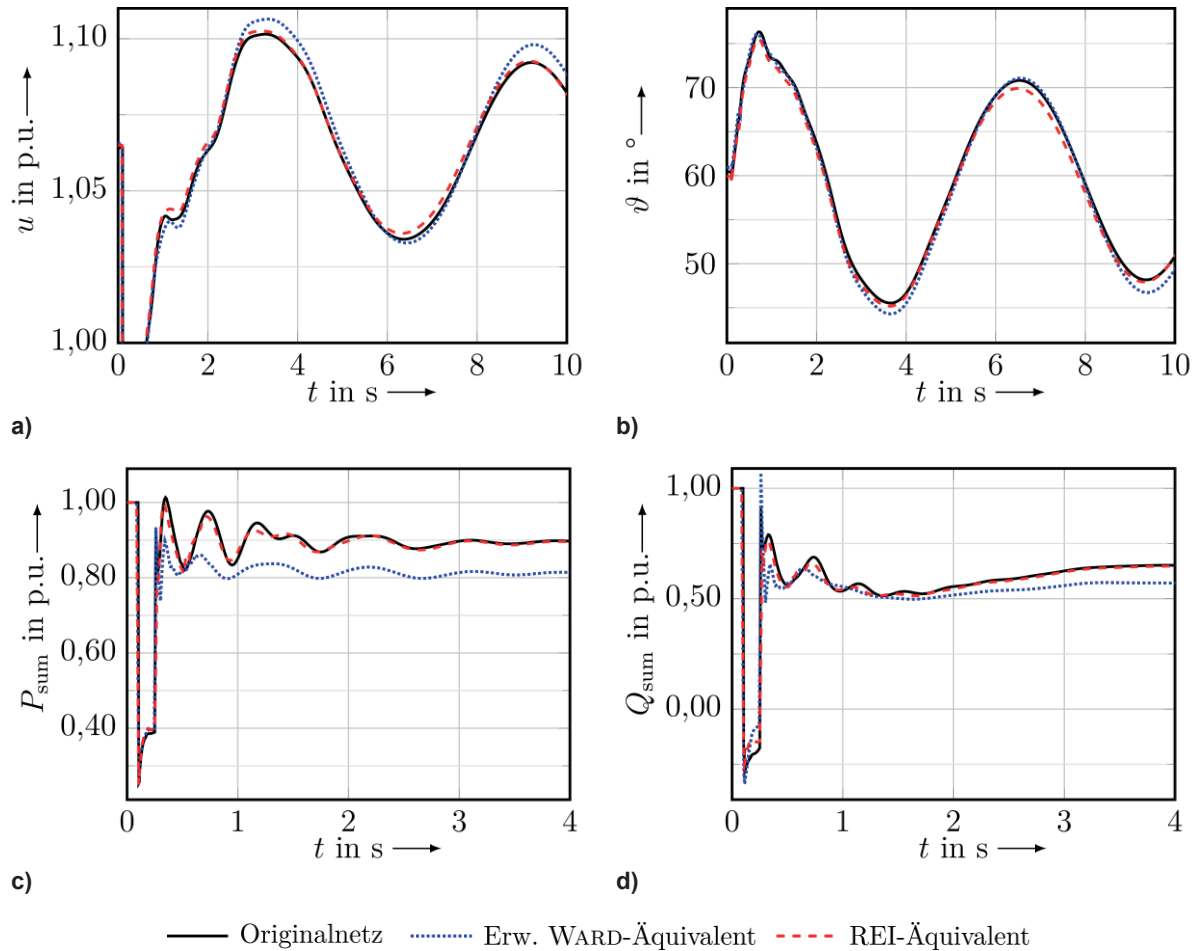


Abbildung 4: Dynamische Simulation für Fehler (1) bei Betriebsfall S: Auf Vorfehlerwert bezogene Simulationsergebnisse an UW 3 für Originalnetz, erweitertes WARD-Äquivalent und REI-Äquivalent; a) Spannungsbetrag $u(t)$; b) Spannungsphasenwinkel $\vartheta(t)$; c) Wirkleistung $P_{\text{sum}}(t)$; d) Blindleistung $Q_{\text{sum}}(t)$;

5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurden Verfahren der dynamischen Netzmodellreduktion von 110-kV-Netzen zur Bewertung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz vorgestellt. Am Beispiel eines realen Verteilungsnetzes aus der 50Hertz-Regelzone wurden die Ergebnisse des Originalnetzes mit der gängigen Netzreduktionspraxis nach WARD und einer angepassten Methode nach PODMORE verglichen und notwendige Anpassungen der resultierenden Netzäquivalente diskutiert.

In Anbetracht der zunehmenden Verlagerung der Erzeugungsleistung in die unterlagerten Netze, strebt der Übertragungsnetzbetreiber bei transienten Stabilitätsbetrachtungen ein dynamisches Netzäquivalent für die Verteilungsnetze an. Die gängige Praxis mit dem erweiterten WARD-Äquivalent ist dafür geeignet, wenn auch aufwändig. Das Verfahren nach PODMORE auf Basis der REI-Methode mit äquivalenten NS-Knoten erweist sich hier hinsichtlich der Genauigkeit in stationären und dynamischen Simulationen als vorteilhafter. Der Aufwand dieser Netzreduktion ist sehr gering, sodass auch eine regelmäßige Aktualisierung der Netzäquivalente und die Reduktion mehrerer Betriebsfälle leicht möglich ist. Wird jedoch eine Anpassung an verschiedene Betriebsfälle ohne erneute vollständige Reduktion angestrebt, sollte die Methode zur Einstellung der Blindleistungsarbeitspunkte verbessert werden.

Bisher konnte zudem durch die Abbildung eines einzelnen Verteilungsnetzes als REI-Äquivalent die Simulationsdauer für die Untersuchung der transienten Stabilität im Übertragungsnetz im zweistelligen %-Bereich verringert werden.

Es sind weiterführende Untersuchungen zur Verbesserung der Lastflussparameter für die beschriebenen Netzäquivalente und zum Einfluss der dynamischen Eigenschaften der DEAs in Netzen mit hoher Durchdringung selbiger anzustreben.

6 Literatur

- [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] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem und V. Vittal. „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.3 (Aug. 2004), S. 1387–1401.
- [3] J. Machowski, J. Bialek und J. Bumby. *Power System Dynamics / Stability and Control*. 2. Auflage. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- [4] B. R. Oswald. *Netzberechnung - 2*. Berlin: VDE-Verl., 1996.
- [5] J. B. Ward. „Equivalent Circuits for Power-Flow Studies“. In: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 68.1. Juli 1949.
- [6] P. Dimo. *Nodal Analysis of Power Systems*. Hrsg. von Editura Academiei, Hrsg. von Abacus Press. Bukarest, Kent, 1975.
- [7] J. Stadler und H. Renner. „Application of Dynamic REI Reduction“. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe 2013)*. Okt. 2013.
- [8] R. Podmore. „A Comprehensive Program For Computing Coherency-Based Dynamic Equivalents“. In: *IEEE Power Industry Computer Applications Conference (PICA)*. 1979.
- [9] T. Athay, R. Podmore und S. Virmani. „A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability“. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (PAS)* 98.2. März 1979.
- [10] VDE. *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*. Jan. 2015.