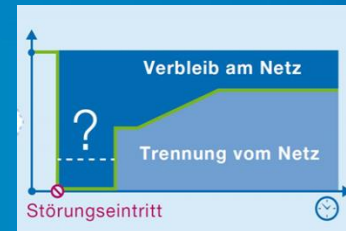


VDE-Studie



Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall

Abschlussbericht

FNN

VDE

Impressum

© Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin

Telefon: + 49 (0) 30 3838687 0

Fax: + 49 (0) 30 3838687 7

E-Mail: fnn@vde.com

Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Dezember 2014

Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall

Systemsicherheitsaspekte

Endbericht

**Jens C. Boemer, Jose Luis Rueda Torres,
Emmanuel van Ruitenbeek, Kostis Skaloumpakas,
Prof.ir. Mart A.M.M. van der Meijden**

eine Studie erstellt im Auftrag des
Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE e.V.

begleitet durch das
FNN-Expertennetzwerk „Integration DEZ“

Technische Universität Delft

August 2014



Vorwort

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

die „Energiewende“ treibt die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland voran. Innerhalb dieses Transformationsprozesses werden vermehrt kleinere Anlagen zur Elektrizitätserzeugung an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen. Ausgehend von der Zunahme der an die Niederspannungs-Verteilungsnetze angeschlossenen Erzeugungsanlagen besteht die Sorge, dass sich nach den bis heute in Deutschland gültigen Netzanschlussregeln eine große Anzahl an Erzeugungsanlagen vom Netz trennen würden, wenn infolge von Kurzschlüssen in der Übertragungsnetzebene kurzzeitige Spannungseinbrüche im Niederspannungsnetz auftreten.

Vor diesem Hintergrund hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. mit wissenschaftlicher Unterstützung durch die Technische Universität Delft, Niederlande, eine Systematisierung von Problemfällen dieser Art und deren Relevanz für die Systemstabilität vorgenommen. Auf dieser Grundlage werden in der vorliegenden Studie robuste Konzepte für das zukünftige Verhalten dezentraler Erzeugeranlagen im Fehlerfall vorgeschlagen.

Der vorliegende Bericht ist eine Kurzfassung der an unserer Universität durchgeführten Untersuchungen und richtet sich vornehmlich an die Gremien innerhalb des FNN sowie an die interessierte Öffentlichkeit. Wir hoffen, dass die Anregungen und Empfehlungen Sie bei Ihrer Arbeit zur Festlegung zukünftiger Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall und der Überarbeitung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 unterstützen werden und bedanken uns auch für die intensive Zusammenarbeit während der Studienlaufzeit.

Wir wünschen Ihnen viel Freude bei der Lektüre dieses Berichts!

Prof.ir. Mart A.M.M. van der Meijden

Delft, August 2014

Inhalt

1.	Einleitung.....	1
1.1.	Hintergrund	1
1.2.	Untersuchungsgegenstand und Aufgabenstellung.....	2
1.3.	Methodik	3
1.4.	Struktur des Berichts	5
2.	Status Quo	7
2.1.	Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen	7
2.2.	Darstellung relevanter Netzanschlussregeln	7
2.3.	Unterschiede zwischen EZA vom Typ 1 und Typ 2.....	9
2.4.	Problembeschreibung	10
3.	Zukunftsszenarien.....	13
3.1.	Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen	13
3.2.	EZA-Leistungsanteile und deren Verhalten im Fehlerfall	15
3.3.	Ableitung typischer Anlagengrößen	18
3.4.	Durchdringungsgrade EZA/Last	19
3.4.1.	Unterschiede auf Spannungsebenen.....	20
3.4.2.	Regionale Unterschiede.....	21
3.4.3.	Ableitung repräsentativer Werte für Modellnetze	22
3.4.4.	Tatsächliche Werte für Modellnetze	23
4.	Modellentwicklung & Annahmen.....	25
4.1.	Modellübersicht.....	25
4.2.	Netzmodell	26
4.3.	Erzeugungsanlagen	26
4.3.1.	Statische Spannungshaltung	27
4.3.2.	Dynamische Netzstützung	27
4.4.	Verteilungsnetzaggregation und -validierung	29
4.5.	Einspeise-/Lastfälle.....	30
4.6.	Variantenrechnung	32

5.	Ausgewählte Simulationsergebnisse.....	33
5.1.	Zieljahr 2022: Basisfall – vollständige DNS nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene 34	
5.1.1.	Betriebsfall 1 – niedrige EZA-Einspeisung / hohe Last	34
5.1.2.	Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last.....	35
5.1.3.	Betriebsfall 3 – hohe EZA-Einspeisung / niedrige Last	36
5.1.4.	Zusammenfassende Darstellung.....	38
5.2.	Zieljahr 2022: Alternativfall – vollständige DNS durch alle EZA in MS-Ebene	39
5.2.1.	Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last.....	39
5.2.2.	Betriebsfall 3 – hohe EZA-Einspeisung / niedrige Last	40
5.2.3.	Zusammenfassende Darstellung.....	41
5.3.	Zieljahr 2022: Basisfall – statisches Lastmodell	42
5.3.1.	Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last.....	42
5.4.	Zusammenfassung	43
6.	Weitere Erkenntnisse	45
6.1.	Qualitative Überlegungen zu unsymmetrischen Fehlern	45
6.2.	Zu erwartende Auswirkungen auf den Netzschutz im Nieder- und Mittelspannungsnetz.....	46
6.3.	Zu erwartende Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung durch EZA im Nieder- und Mittelspannungsnetz.....	48
7.	Anforderungen an EZA am Niederspannungsnetz & Realisierbarkeit	51
7.1.	EZA vom Typ 1: direkt gekoppelte Synchrongeneratoren 2	51
7.1.1.	Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen	51
7.1.2.	Empfohlene Anforderungen	53
7.2.	EZA vom Typ 2: über Wechselrichter gekoppelte Generatoren 2.....	54
7.2.1.	Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen	54
7.2.2.	Empfohlene Anforderungen	55
7.3.	EZA vom Typ 3: Alle anderen Generatoren	56
7.3.1.	Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen	56
7.3.2.	Empfohlene Anforderungen	57
7.4.	Zusammenfassung	58

8. Empfehlungen	59
8.1. Änderungsvorschläge für die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105.....	59
8.2. Hinweise zu anderen Anwendungsregeln bzw. Richtlinien	59
8.3. Übergangsfristen.....	60
8.4. Bedarf an zusätzlichen Maßnahmen seitens des Gesetz-/Verordnungsgebers	60
8.4.1. Untersuchung des Risikos durch EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz	60
8.4.2. Aufnahme der Einstellwerte zur statischen Spannungshaltung und dynamischen	62
Netzstützung in die Anlagenstammdaten der ÜNB.....	62
8.5. Zukünftiger Forschungsbedarf	62
Literaturverzeichnis	65
Abbildungsverzeichnis.....	71
Tabellenverzeichnis	75
Anhang	77
A. Auswertung des EZA-Anlagenbestands	78

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Die „Energiewende“ treibt die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland voran. Innerhalb dieses Transformationsprozesses werden vermehrt kleinere Anlagen zur Elektrizitätserzeugung an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen. Bereits Ende 2012 standen rund 100 GW an installierter Leistung aus konventionellen Kraftwerken, die überwiegend an die Höchst- und Hochspannungsebene angeschlossen sind, etwa 70 GW an Erzeugungsanlagen (EZA) in den Verteilungsnetzen gegenüber. Rund 80 % der Leistung dieser EZA war an Mittel- oder Niederspannungs-Verteilungsnetze angeschlossen. Bis zum Jahr 2022 wird davon ausgegangen, dass die konventionelle Erzeugungskapazitäten auf ca. 90 GW abnehmen wird und die Leistung aus EZA je nach Szenario auf 116–130 GW ansteigen wird [1].

Die Herausforderungen die bei der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystem zu bewältigen sind und mögliche Lösungsansätze hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE|FNN) in einer im Jahr 2012 veröffentlichten „VDE|FNN-Roadmap“ unter dem Titel „Technische Herausforderungen zum Umbau der Netze“ skizziert [2]. Abb. 1 zeigt eine Übersicht über die Einflussfaktoren und den Aufgabenbereich des FNN. Die Kernthemen dieser Roadmap sind die Gewährleistung der statischen Spannungshaltung, die Ablösung des klassischen Schwungmassensystems konventioneller Kraftwerke durch Wechselrichter sowie das Verhalten bei einem Fehlerfall, der die Netzstabilität beeinflusst.

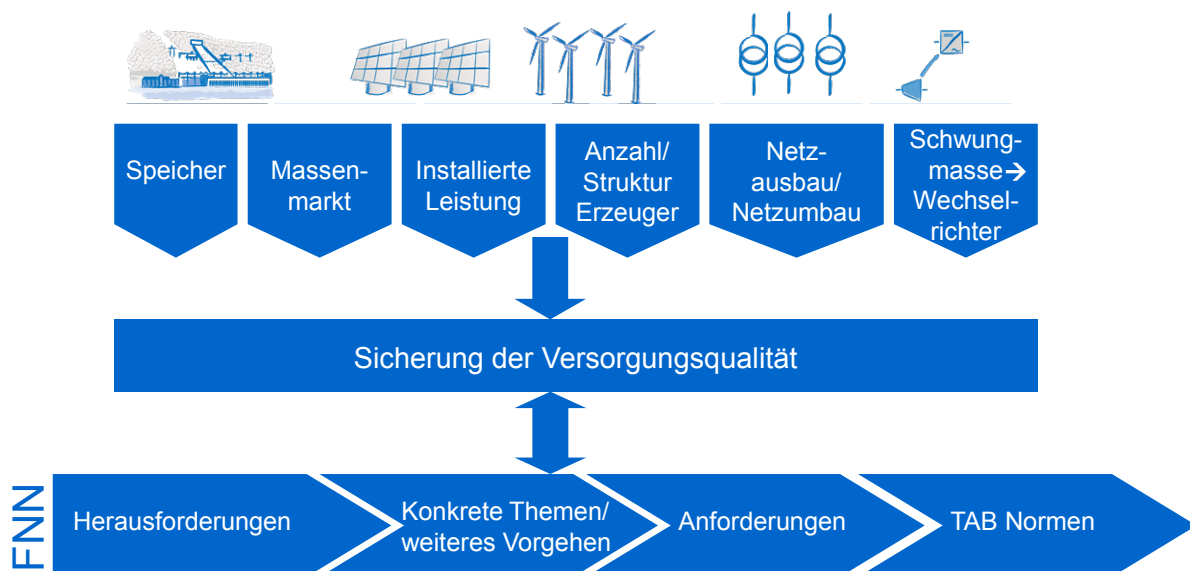


Abb. 1: Technische Herausforderungen zum Umbau der Netze [2]

Die vorliegende Studie befasst sich mit dem letzten Punkt, insbesondere mit der Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall. Das Verhalten von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall gilt als entscheidend für die Gewährleistung der Systemstabilität und wurde für EZA in höheren Spannungsebenen bereits mehrfach untersucht, u.a. in [3], [4], [5].

1.2. Untersuchungsgegenstand und Aufgabenstellung

Ausgehend von der Zunahme der an die Niederspannungs-Verteilungsnetze angeschlossenen Erzeugungsanlagen besteht die Sorge, dass sich nach den bis heute gültigen Netzanschlussregeln eine große Anzahl an EZA vom Netz trennen, wenn infolge von Netzfehlern in der Übertragungsnetzebene kurzzeitige Spannungseinbrüche im Niederspannungsnetz auftreten. Vor diesem Hintergrund hat das FNN mit wissenschaftlicher Unterstützung durch die Technische Universität Delft eine Systematisierung von Problemfällen dieser Art und deren Systemrelevanz vorgenommen. Auf dieser Grundlage werden in der vorliegenden Studie robuste Konzepte für das zukünftige Verhalten dezentraler Erzeugeranlagen im Fehlerfall vorgeschlagen.

Ähnlich wie beim sog. „50,2 Hz-Problem“, das ein Risiko einer massenhaften Trennung von Erzeugungsanlagen bei Über- und Unterfrequenz darstellt [6], [7], besteht auch im vorliegenden Fall des „Verhaltens im Fehlerfalls“ eine zeitliche Dringlichkeit, die Thematik näher zu beleuchten. Solange keine Anpassung der Netzanschlussrichtlinien erfolgt, steigt die Leistung an EZA die sich bei Spannungseinbrüchen vom Netz trennen stetig weiter an. Im Gegensatz zum „50,2 Hz-Problem“ handelt es sich bei Spannungseinbrüchen jedoch um ein lokales bzw. regional begrenztes Phänomen von dem im Einzelfall weniger EZA-Leistung betroffen sein wird als von systemweiten Frequenzänderungen. Trotzdem können grundsätzlich auch bei diesen Ereignissen kaskadierende Effekte nicht ausgeschlossen und die Systemstabilität im Zweifelsfall stark beeinträchtigt werden.

Der Untersuchungsgegenstand dieser Studie bleibt prinzipiell nicht auf Deutschland beschränkt. Auch in anderen europäischen Mitgliedsstaaten werden derzeit noch keine Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (*engl.* „fault ride-through“) gestellt. Auch der sich derzeit im europäischen Komitologieverfahren befindliche „ENTSO-E Network Code Requirements for Grid Connection applicable to all Generators“ legt keine Mindestanforderungen für diesen Anlagentyp fest [8]. Dasselbe gilt für den in Nordamerika verbreiteten IEEE Std. 1547, der zuletzt im Mai 2014 aktualisiert wurde [9].

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es demnach, eine wissenschaftliche Grundlage zu entwickeln, welche die zuständigen Gremien innerhalb des FNN bei der Weiterentwicklung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ unterstützen soll. Die Empfehlungen dieser Studie zu möglichen zukünftigen Anforderungen an Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz sind unverbindlich.

Die Studie gibt Antworten auf folgende Forschungsfragen:

- In welcher Größenordnung könnte sich momentane Leistung aus Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Bestands- und Neuanlagen) bei einem Kurzschluss im Übertragungsnetz im Extremfall trennen?

- Welche Anforderungen an eine dynamische Netzstützung, und ggf. auch an die statische Spannungshaltung, sind an Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz in Zukunft zu stellen?
- Zwischen welchen Erzeugungsanlagentypen und Netzanschlusspunkten sollten zukünftige Anforderungen unterscheiden (s. Abb. 5)?

Keine belastbaren Aussagen kann diese Studie zu dem Risiko treffen, das von EZA-Bestandsanlagen ausgeht. Hierzu wird auf zukünftige Ergebnisse der Studie der TU München (s.u.) verwiesen.

Die gewonnenen Ergebnisse der Untersuchung umfassen:

- Darstellung der durch Fehler im Übertragungsnetz getrennten Leistung.
- Definition von FRT-Kurven für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- Definition sonstiger Anforderungen an eine dynamische Netzstützung.

Eine Anpassung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall hätte voraussichtlich gravierende Auswirkungen auf den derzeitigen Betrieb von Niederspannungs-Verteilungsnetzen und Verfahren zur Inselnetzerkennung durch EZA. Darüber hinaus bedarf es für eine, über grundsätzliche Betrachtungen hinausgehende, Abschätzung des Risikos das von EZA-Bestandsanlagen bei Netzfehlern im Übertragungsnetz ausgeht, der Nutzung eines komplexen Modells des deutschen Übertragungsnetzes das bei der Erstellung der vorliegenden Studie nicht vorlag. Deshalb hat das FNN einen 3-schrittigen Ansatz gewählt, sich dem Thema zu nähern:

1. Die vorliegende—12 Monate dauernde—Studie der TU Delft stellt grundsätzliche Betrachtungen zur Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall an und legt den Schwerpunkt auf das Verteilungsnetz, geeignete technische EZA-Regelungsverfahren sowie auf mögliche Auswirkungen neuer Anforderungen auf die EZA.
2. Eine parallel laufende—48 monatige dauernde—Studie der TU München stellt gesamtsystematische Betrachtungen zum Thema an und legt den Schwerpunkt auf das Übertragungsnetz. Die von der TU Delft entwickelten EZA-Regelungsverfahren und Methoden zur aggregierten Nachbildung von Verteilungsnetzen mit hohem Anteil an EZA werden in ein dynamisches Modell des deutschen Übertragungsnetzes integriert. Damit sollen u.a. Aussagen zum Risiko, das von EZA-Bestandsanlagen ausgeht, getroffen werden können.
3. Eine weitere—voraussichtlich 12 Monate dauernde—Studie soll geeignete Verfahren für eine zuverlässige Inselnetzerkennung bei angepassten Netzanschlussregeln für EZA am Niederspannungsnetz entwickeln. Darüber hinaus wird diese Studie auch die Auswirkungen auf den Netzschutz näher beleuchten.

1.3. Methodik

Abb. 2 stellt das in dieser Studie gewählte methodische Vorgehen dar. Es werden grundsätzliche Betrachtungen zum Spannungsebenen-übergreifenden dynamischen Verhalten eines Elektrizitätssystems mit Mustercharakter bei Netzfehlern im

Übertragungsnetz angestellt. Mithilfe von Übertragungs- und Verteilungsnetzen mit Mustercharakter, ausgehend von einer Auswertung der Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [10] und unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans (NEP 2012) [11] werden repräsentative Verteilungsnetze mit hohem Anteil an EZA entwickelt. Zur zeiteffizienten Durchführung von Simulationen im Zeitbereich werden diese „aktiven“ Verteilungsnetze mit einem auf [12] basierendem Verfahren aggregiert und mit der in [13] geforderten Güte gegenüber den vollständigen Verteilungsnetzmodellen validiert. Aufbauend auf der Analyse der Simulationen und unter Berücksichtigung der Interessen der verschiedenen im FNN vertretenen Stakeholder werden konsensfähige Empfehlungen zur Überarbeitung der Netzanschlussrichtlinien, insbesondere der VDE-AR-4105, abgeleitet.

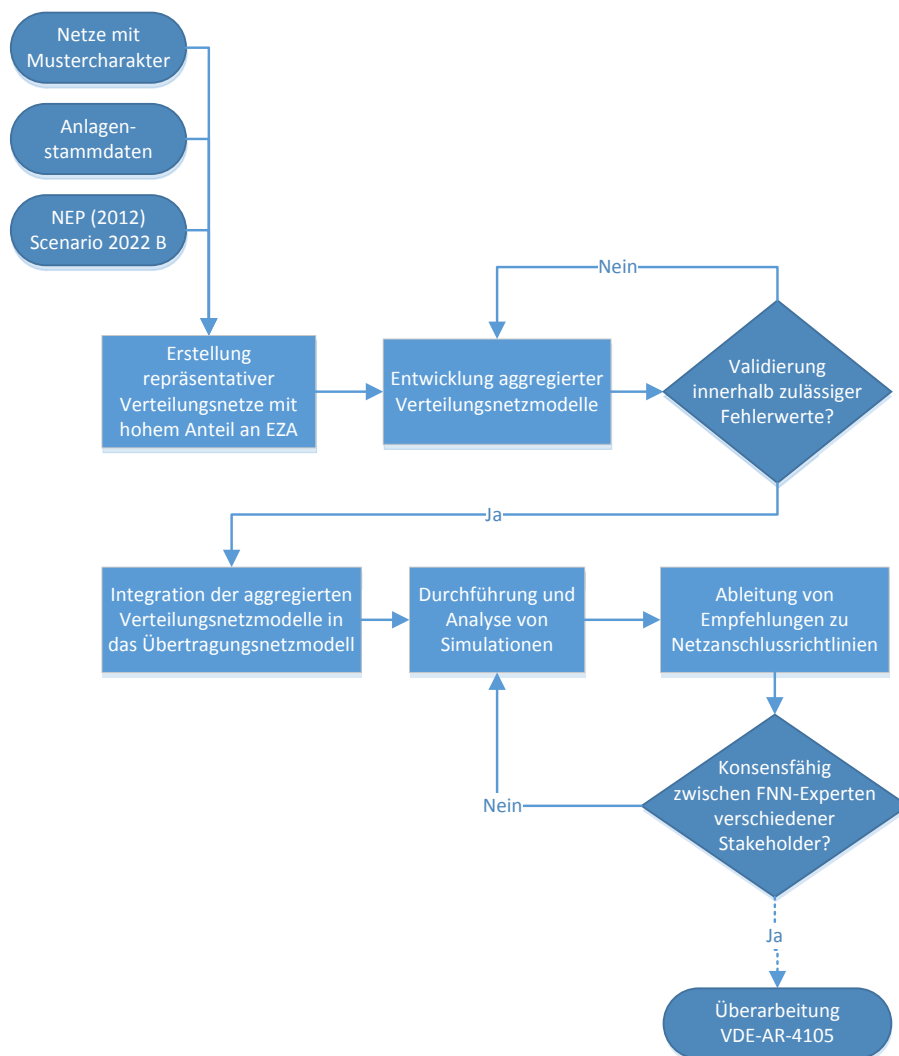


Abb. 2: Methodisches Vorgehen

Die in dieser Studie durchgeführten dynamischen Netzsimulationen beschränken sich auf symmetrische, dreipolige Kurzschlüsse im Übertragungsnetz (380 kV-Ebene). Dadurch kann sich die Nachbildung aller Netzelemente und EZA-Modelle auf das Mitsystem beschränken. Netzfehler in unterlagerten Ebenen werden nicht als systemgefährdend eingestuft und daher nicht betrachtet. 1- und 2-polige Fehler, die zu unsymmetrischen Spannungseinbrüchen führen, werden qualitativ betrachtet.

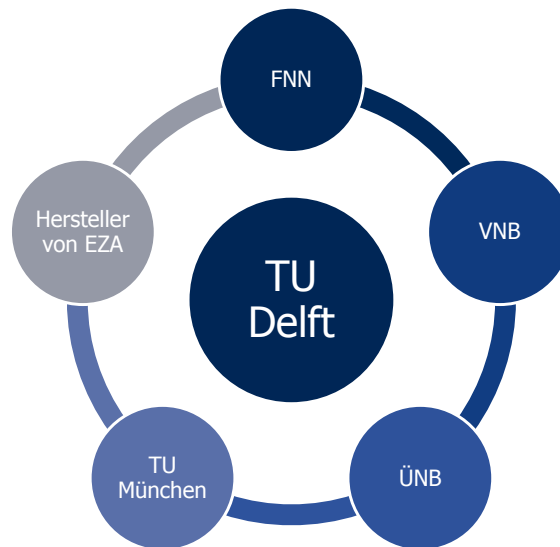


Abb. 3: Einbettung der Arbeit der wissenschaftlichen Gutachter in eine Kooperationsplattform

Ein entscheidendes Ziel der Untersuchung ist es, technische Vorschläge zu entwickeln die sowohl der Systemsicherheit dienen als auch die zum Teil unterschiedlichen Interessen der im FNN vertretenden Stakeholder berücksichtigen. Dazu wurde die Arbeit der wissenschaftlichen Gutachter (TU Delft) in eine Kooperationsplattform eingebettet, die aus dem FNN, mehreren Verteilungsnetzbetreibern und Anlagenherstellern, der TU München und den zwei an deren Studie beteiligten Übertragungsnetzbetreibern bestand. Im Rahmen dieser Kooperationsplattform fanden während des Studienzeitraums von zwölf Monaten insgesamt acht Sitzungen bzw. Telefonkonferenzen und zahlreiche bilaterale telefonische Abstimmungen statt.

1.4. Struktur des Berichts

Das erste Kapitel beschrieb einleitend den Hintergrund der vorliegenden Studie, formulierte den Untersuchungsgegenstand und die Aufgabenstellung und stellte die gewählte Methodik vor. Im zweiten Kapitel wird der Status Quo der im Referenzjahr 2012 installierten EZA-Leistung, eine Historie der für das Verhalten im Fehlerfall relevanten Anforderungen aus Netzanschlussrichtlinien und wesentliche Unterschiede zwischen Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Typ 2 festgehalten. Das Ende des Kapitels befasst sich mit der Problembeschreibung auf qualitative Art. Kapitel drei stellt die gewählten Zukunftsszenarien für das Zieljahr 2022 vor. Dies umfasst die Entwicklung der installierten EZA-Leistung und deren Anteile hinsichtlich des Verhaltens im Fehlerfall. Es werden typische EZA-Anlagengrößen und regionale sowie Spannungsebenen-spezifische Durchdringungsgrade abgeleitet, mithilfe derer Verteilungsnetze mit Mustercharakter abgeleitet werden. Das darauf aufbauende dynamische Modell eines Elektrizitätssystems mit hohem Anteil an Erzeugungsanlagen auf der Verteilungsnetzebene wird in Kapitel vier vorgestellt. Im selben Kapitel werden die untersuchten Einspeise-/Lastfälle und Varianten des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall beschrieben. Ausgewählte Simulationsergebnisse werden in Kapitel fünf dargestellt. Weitere Erkenntnisse zu unsymmetrischen Fehlern sowie zu den Auswirkungen auf den Netzschutz und die

Inselnetzerkennung werden in Kapitel sechs zusammen gefasst. In Kapitel sieben werden Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall abgeleitet. Kapitel acht fasst die Empfehlungen zu Änderungen in Netzanschlussregeln, Übergangsfristen und weiteren notwendigen Maßnahmen abschließend zusammen.

2. Status Quo

Das folgende Kapitel stellt die historische Entwicklung und den Status Quo hinsichtlich der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen und der relevanten Netzanschlussregeln dar. Als Referenz wird das Jahr 2012 gewählt. Darüber hinaus wird eine Klassifizierung von EZA-Typen und Anschlussorten vorgenommen. Abschließend wird die in der Studie behandelte Problemstellung aus heutiger Sicht qualitativ beschrieben.

2.1. Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen

Die Auswertung der Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [10] sowie des BAFA-Anlagenregisters aller nach dem KWKG geförderten Erzeuger [14] ergibt das folgende Bild bezüglich der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen im Referenzjahr.

Ende 2012 waren ca. 72,5 GW an Leistung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft installiert. Davon entfielen ca. 90 % auf Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit etwa den gleichen Anteilen. Die restlichen 10 % Leistung stellten überwiegend Biomasse/Biogasanlagen bereit. Dazu kommen 48,6 GW aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von denen allerdings nur etwa 20 % der Leistung an Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen war.

Rund 80 % der Leistung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien war an Mittel- oder Niederspannungs-Verteilungsnetze angeschlossen. Rund ein Drittel der Gesamtleistung allein an Niederspannungs-Verteilungsnetze. Etwa 40 % der Gesamtleistung entfiel dabei auf Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von nicht mehr als 500 kW. Der Anteil der EZA-Leistung im Mittelspannungsnetz, die an die Sammelschiene eines HS/MS-Transformators angeschlossen war, lag bei ca. 12 %. Der größte Anteil der EZA-Leistung in dieser Spannungsebene (88 %) war dagegen in einem Mittelspannungs-Netzstrang angeschlossen. Auf der Niederspannungsebene ist fast die gesamte installierte EZA-Leistung im Niederspannungs-Netzstrang angeschlossen.

2.2. Darstellung relevanter Netzanschlussregeln

Für den Untersuchungsgegenstand ist die genaue Kenntnis der Anforderungen an die statische Spannungshaltung und die dynamische Netzstützung sowie deren Entwicklung in der Vergangenheit differenziert nach Spannungsebene und ggf. EZA-Typ von Bedeutung. Für diese Studie wurden alle deutschlandweit gültigen Netzanschlussregeln ausgewertet. Abweichungen hiervon, die in den technischen Anschlussbedingungen der jeweiligen Netzbetreiber verankert sind, wurden nicht berücksichtigt. Abb. 4 zeigt die zeitliche Entwicklung der relevanter Anforderungen basierend auf den folgenden Dokumenten:

- Für die HöS/HS-Ebene: TransmissionCode 2003 [15] und 2007 [16] sowie der VDN-Leitfaden von 2004 [17];
- Für die MS-Ebene: VDEW-Richtlinie [18] und BDEW Mittelspannungs-Richtlinie 2008 [19] samt Ergänzungen [20], [21], [22], [23];
- Für die NS-Ebene: VDEW-Richtlinien [24], [25], [26] sowie die zugehörige VDE-Vornorm DIN VDE V 0126-1-1 [27] samt ihrer Änderung [28] und schließlich die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [29];
- Für Windenergieanlagen zusätzlich die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) [30] samt Änderungen [31], [32];
- Darüber hinaus neue VDE-Anwendungsregeln, die sich noch im Entwurfsstadium befinden oder deren Übergangsfristen noch laufen, z. B. [33].

Im Einzelfall haben einige Netzbetreiber bestimmte Anforderungen bereits früher eingeführt. Dadurch sind die in den Untersuchungen getroffenen Annahmen tendenziell konservativ gewählt.

Die Stichtage, zu denen eine bestimmte Anforderung der jeweiligen Spannungsebene in Kraft getreten ist, sind in Tabelle 11 im Anhang A dargestellt. Die gewonnene Verteilung der EZA-Leistung nach Anforderungen wurde, so weit wie möglich, bei der Erstellung der Verteilungsnetze mit Mustercharakter berücksichtigt. Abweichungen hiervon ergaben sich allein aufgrund von Annahmen zu typischen Anlagengrößen und Rundungsfehlern.

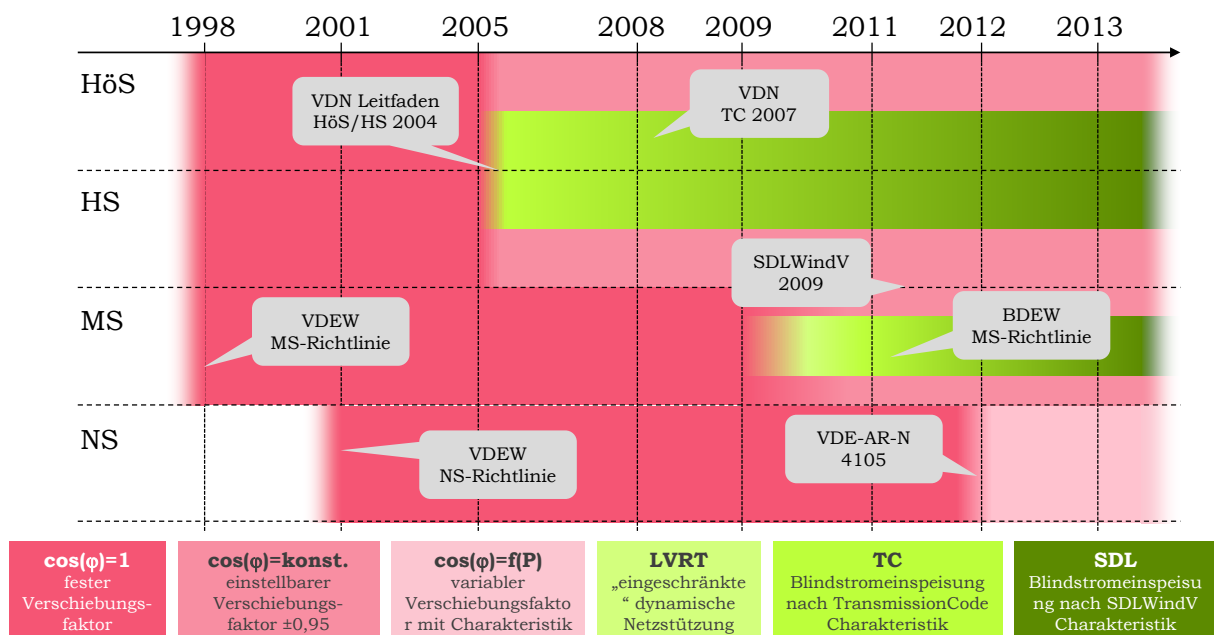


Abb. 4: Darstellung der zeitlichen Entwicklung relevanter Netzanschlussregeln nach Spannungsebenen

2.3. Unterschiede zwischen EZA vom Typ 1 und Typ 2

Die heute gültigen Netzanschlussregeln stellen z. T. unterschiedliche Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit verschiedenem Netzanschlusskonzept. Es werden zwei Typen unterschieden:

- Erzeugungsanlagen vom Typ 1: Direkt gekoppelte Synchrongeneratoren; häufig eingesetzt in Biomasse-, Biogas-, KWK- und Geothermie-Anlagen sowie Wasserkraftanlagen größer 300 kW [7]. Der Anteil dieser EZA an der gesamten installierten Leistung aus EZA liegt bei ca. 10 %.
- Erzeugungsanlagen vom Typ 2: Alle anderen Netzanschlusskonzepte; der Anteil dieser EZA an der gesamten installierten Leistung aus EZA liegt bei ca. 90 %. Davon stellen heute noch etwas weniger als 10 % direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren dar, die in älteren Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen bis 300 kW und KWK-Anlagen bis 50 kWel eingesetzt werden; mehr als 90 % stellen über Wechselrichter angeschlossene Generatoren dar (Vollumrichter, doppelte gespeiste Asynchrongeneratoren), die in modernen Windenergieanlagen und modernen Wasserkraftanlagen zum Einsatz kommen [7]. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass der Anteil von EZA mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren in Zukunft weiter abnimmt.

Zusätzlich kann unterschieden werden zwischen EZA die an die Sammelschiene eines Umspannwerks und EZA die innerhalb eines Netzstrangs angeschlossen sind. Diese Unterscheidung hat insbesondere für den *Netzbetrieb* eine hohe Bedeutung. So betreiben Verteilungsnetzbetreiber diese EZA häufig unterschiedlich hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung wie im Kapitel 4 gezeigt wird.

EZA von Typ 1 und 2 zeigen jeweils ein charakteristisches dynamisches Verhalten während Spannungseinbrüchen. Darüber hinaus gibt es große Unterschiede zwischen Typ 2 die einen Wechselrichter und denen die einen direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren verwenden. Das Verhalten sonstiger EZA vom Typ 2 im Fehlerfall, z. B. das von Lineargeneratoren, kann sich wiederum stark von den zwei vorangehenden Varianten dieses Typs unterscheiden. Hierdurch wird bereits deutlich, dass es ggf. sinnvoll sein kann, EZA vom Typ 2 weiter zu differenzieren. Abb. 5 fasst die derzeitige Klassifizierung von Erzeugungseinheiten bzw. –anlagen nach Generatortyp und Anschlussort zusammen und deutet ggf. zukünftige Erweiterungen an.

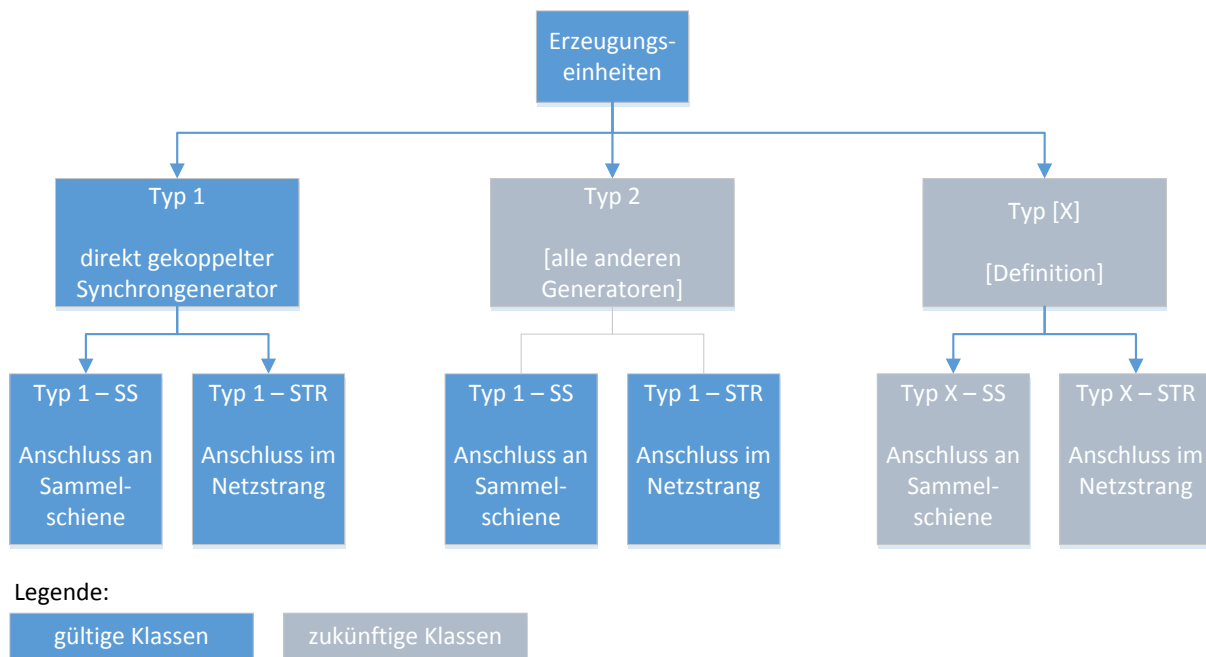


Abb. 5: Derzeitige Klassifizierung von Erzeugungseinheiten/-anlagen und mögliche zukünftige Erweiterungen

2.4. Problembeschreibung

Die Problemstellung mit der sich die vorliegende Studie beschäftigt ist die zeitlich stark unterschiedliche Entwicklung der EZA-Leistung im Niederspannungsnetz und der Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall, wie sie in den Netzanschlussregeln für die Niederspannungsebene festgelegt sind.

Der rasante Ausbau der Photovoltaik in Deutschland wurde regelmäßig unterschätzt und hat die EZA-Leistung im Niederspannungsnetz innerhalb von weniger als zehn Jahren von nahezu Null auf mehr als 20 GW ansteigen lassen[10]. Während dieses Zeitraums schrieben die Netzanschlussregeln für die Niederspannungsebene aus dem Jahr 2001 [25] mit Blick auf das Verhalten im Fehlerfall eine möglichst rasche Trennung der Erzeugungsanlagen vor. Dieses Paradigma wurde auch mit der Überführung und umfassenden Aktualisierung der Anforderungen in die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [29] beibehalten. Der Spannungsrückgangsschutz des Netz- und Anlagen (NA)-Schutzes ist weiterhin so einzustellen, dass die Erzeugungsanlage bei Spannungseinbrüchen auf unter 80 % der Nennspannung innerhalb von maximal 200 ms vom Netz getrennt wird.

Dieses Paradigma war in der Vergangenheit durchaus zulässig, solange die übergeordnete Systemstabilität nur geringfügig durch das Verhalten von EZA im Niederspannungsnetz beeinflusst wurde. Bei dem mittlerweile hohen—und in Zukunft noch viel höheren—Anteil von EZA-Leistung im Niederspannungsnetz wird dagegen vermutet, dass das weiträumige Verhalten dieser Anlagen bei Netzfehlern im Übertragungsnetz die übergeordnete Systemstabilität stark beeinflussen kann. Erwartete Auswirkungen können die transiente Stabilität, die Spannungsstabilität und die Frequenzstabilität nach Fehlerklärung betreffen.

Damit sind grundsätzlich Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung zu erwarten.

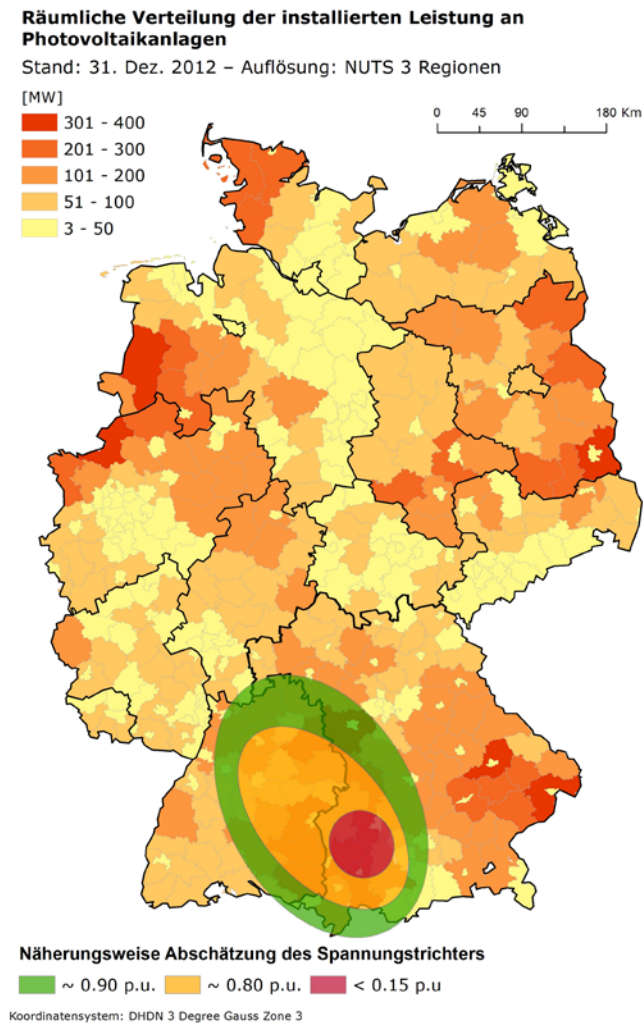


Abb. 6: Qualitative Abschätzung der durch einen Spannungstrichter im Übertragungsnetz betroffenen Leistung an Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz basierend auf [10], [11]

Abb. 6 stellt beispielhaft eine qualitative Abschätzung der durch einen Spannungstrichter im Übertragungsnetz betroffenen Leistung an Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz dar. Demnach befänden sich bereits Ende 2012 mehr an 4 GW installierte EZA-Leistung in Netzregionen, in denen die Spannung während des betrachteten 3-poligen Kurzschlusses im Übertragungsnetz auf einen Wert nahe des Auslösewerts des Unterspannungsschutzes von EZA (80 % der Nennspannung) abfiel. Dem gegenüber stehen 3 GW an verfügbarer Primärregelleistung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz [34].

Bis zum Beginn der vorliegenden Untersuchungen bestanden aber noch Unklarheiten, in welcher Größenordnung Leistung aus Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz in Zukunft tatsächlich von einem Spannungseinbruch auf unter 80 % der Nennspannung betroffen sein könnte. Zum einen hängt dies von der Ausbreitung eines Spannungstrichters

innerhalb des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung des Einflusses von EZA in den unterlagerten Netzebenen ab. Zum anderen wird dies durch die Ausbreitung des Spannungsabfalls über die Netzebenen HöS, HS, MS und NS unter Berücksichtigung eines möglicherweise spannungstützenden Effekts von EZA-Neuanlagen bestimmt. Die vorliegende Studie trägt maßgeblich dazu bei, den zweiten Aspekt näher zu beleuchten.

Für die Festlegung von möglicherweise neuen Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz ist darüber hinaus es notwendig zu verstehen, dass die bestehende Anforderung einer möglichst raschen Trennung der EZA vom Netz ihren Ursprung im sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verteilungsnetzes und der Abwehr von Gefahr für Leib und Leben hat. Das Verhalten im Fehlerfall bestimmt nicht weniger als die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung auf der Niederspannungsebene.

Deshalb würde eine Änderung der Anforderungen die Überprüfung von bestehenden Netz- und Anlagenschutzkonzepten, insbesondere auch der Inselnetzerkennung verlangen. Ein Spannungseinbruch gilt hier bisher als ein Kriterium für das Erkennen eines Inselnetzes und steht somit in direktem Widerspruch zu einem Verbleib der Anlage am Netz im Fehlerfall.

Diese Aspekte sind nicht Teil der vorliegenden Studie. Sie werden vielmehr in der, in Abschnitt 1.3 unter dem 3. Schritt erwähnten Studie behandelt, deren Ergebnisse für Mitte 2015 erwartet werden.

3. Zukunftsszenarien

Das folgende Kapitel stellt die angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen, deren Verteilung auf die Spannungsebenen und, davon abgeleitet, die regionalen EZA-Durchdringungsgrade dar. Als Zieljahr für die Betrachtungen wird das Jahr 2022 gewählt. Darüber hinaus werden durch Auswertung der bestehenden Erzeugungsanlagenpopulation typische Anlagengrößen abgeleitet. Mithilfe der gewonnenen Ergebnisse werden im nächsten Kapitel zukünftige Referenznetze generiert.

3.1. Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen

Grundlage für die Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen bildet das Szenario 2022B des Netzentwicklungsplan 2012 [11]. Ausgehend von den IST-Werten für das Referenzjahr 2012 [10], [35] wird die installierte Leistung bis zum Zieljahr 2022 linear interpoliert. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass die Verteilung der EZA-Leistung auf die Spannungsebenen und Leistungsklassen gleich bleibt. Die Leistungswerte und die Jahreshöchstlast sind in Tabelle 1 dargestellt. Zum Vergleich wurden die Werte aus dem Referenzjahr 2010 des Netzentwicklungsplans 2012 sowie die Werte aus dem Szenario 2023B des Netzentwicklungsplan 2013 [1] mit aufgenommen.

Tabelle 1: Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen und Jahreshöchstlast [GW] basierend auf [10], [11], [35]

Werte [GW]	in Wind ¹	Photo-voltaik	Biomasse u. Biogas	Lauf-wasser	Sonstige	SUMME	Jahres-höchst-last
NEP 2010	27,1	18,0	5,0	4,4	1,7	56,2	84–87,5
IST 2012	↑ 31,3	↑ 33,1	↑² 6,5	↓³ 1,6	↓ 0,0	↑ 72,5	↓ ~80
NEP 2022B	47,5	54,0	8,4	4,7	2,2	116,8	84
NEP 2023B	↑ 49,3	↑ 61,3	↑ 8,5	↑ 4,8	↓ 1,5	↑ 125,4	84–87,5

Hinweise: in der Studie verwendete Werte in **Fettschrift**

¹ ohne Wind (offshore)

² enthält auch nach KWKG geförderte Anlagen mit Nutzung konventioneller Energieträger

³ umfasst nur EEG-geförderte Laufwasserkraftwerke

Noch nicht vollständig berücksichtigt sind in diesen Werten weitere nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) geförderte Erzeugungsanlagen. Im Referenzjahr 2012 waren ca. 9,5 GW an KWKG-Anlagen in deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen installiert. Dazu kamen KWKG-Anlagen im Hoch- und Höchstspannungsnetz. Als „dezentrale“ Erzeugungsanlagen im Sinne der Aufgabenstellung werden nur Anlagen bis maximal 100 MWel betrachtet [7]. Für die Ableitung der zukünftigen Referenznetze wird ein Anstieg dieser KWKG-Leistung um ca. 65 % auf rund 16 GW angenommen. Der Netzentwicklungsplan

hat einen etwas geringeren Leistungszuwachs von nur 4 GW innerhalb des (hier nicht dargestellten) Kraftwerksparks mit konventionellen Energieträgern berücksichtigt.

Aufgrund der elektrischen Ähnlichkeiten von Biomasse-/Biogasanlagen und KWK-Anlagen, die alle überwiegend EZA vom Typ 1 entsprechen, werden diese Erzeugungsanlagen im weiteren unter der Bezeichnung „(B)KWK“ zusammen gefasst. Im Vergleich zu EZA vom Typ 2 wird deutlich, dass EZA vom Typ 1 auch in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen werden. Abbildungen 7–9 visualisieren die Entwicklung der installierten Leistung an EEG- geförderten Erzeugungsanlagen differenziert nach Energieträgern, Spannungsebenen und Generatorarten.

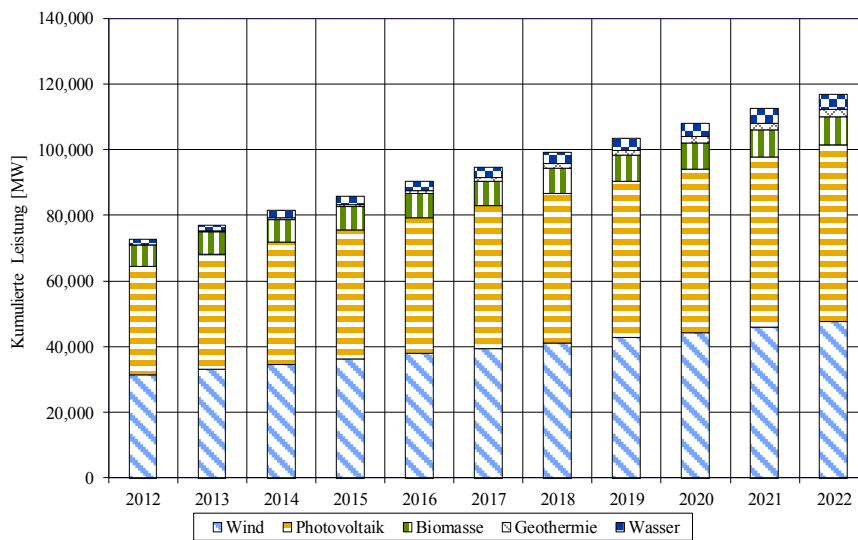


Abb. 7: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Energieträgern; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11]

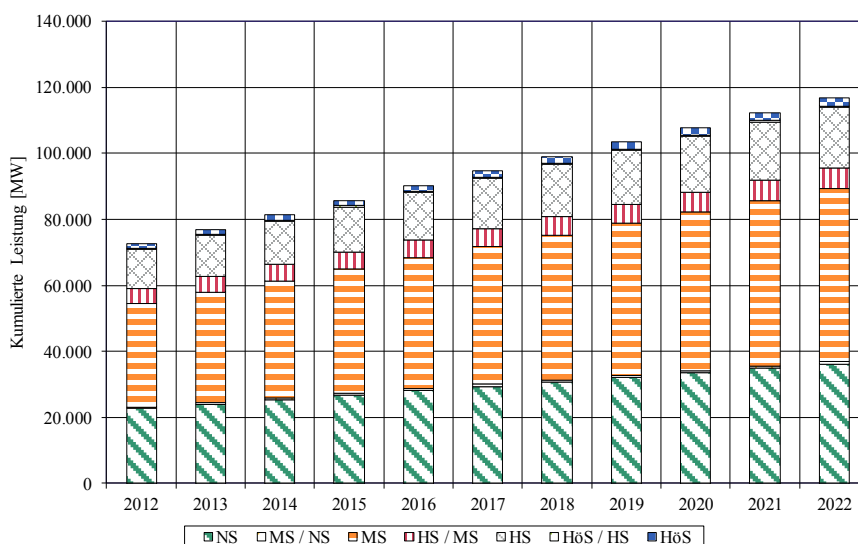


Abb. 8: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Spannungsebenen; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11]

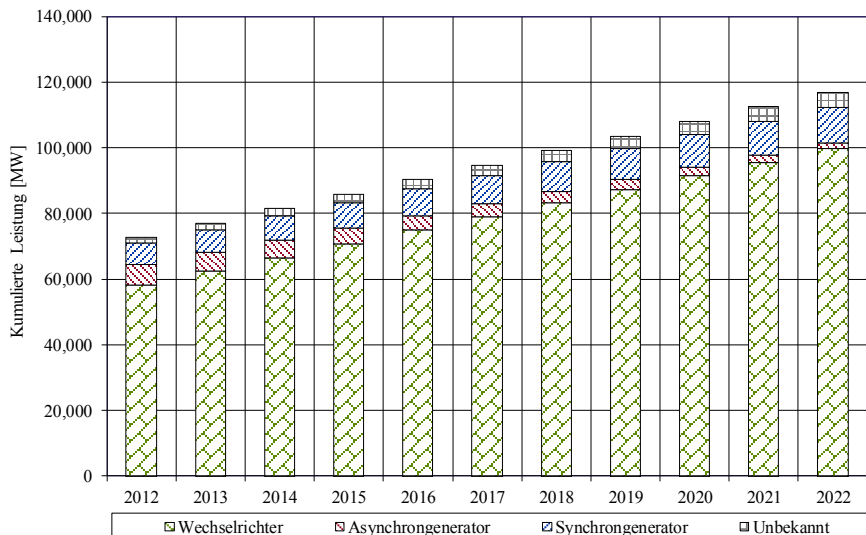


Abb. 9: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Generatorarten; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11]

3.2. EZA-Leistungsanteile und deren Verhalten im Fehlerfall

Aus der Verschneidung der historischen Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Spannungsebenen und deren für das Zieljahr 2022 erwarteten Werten mit der zeitlichen Entwicklung der Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall innerhalb der Netzanschlussregeln lassen sich die EZA-Leistungsanteile und deren Verhalten im Fehlerfall bestimmen. Das Verhalten wird differenziert wie in Abb. 10 dargestellt. Abb. 11 bis Abb. 14 fassen die Ergebnisse für die EZA-Leistungsanteile für die Leistungsebenen Höchst- und Hochspannung (HöS & HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) zusammen. Die Werte der jeweiligen Spannungsebene umfassen auch die in der jeweils übergeordneten Umspannebene angeschlossenen EZA. Das bedeutet z. B., dass die MS-Werte auch die EZA-Leistung an der HS/MS-Umspannebene berücksichtigen.

Für die neu hinzukommende Leistung aus EZA werden für die Spannungsebenen HöS/HS und MS jeweils die zuletzt gültigen Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall angenommen. Für die in der NS-Ebene neu hinzukommende EZA-Leistung werden in den im nächsten Kapitel beschriebenen Simulationen verschiedene Varianten für das Verhalten im Fehlerfall untersucht.

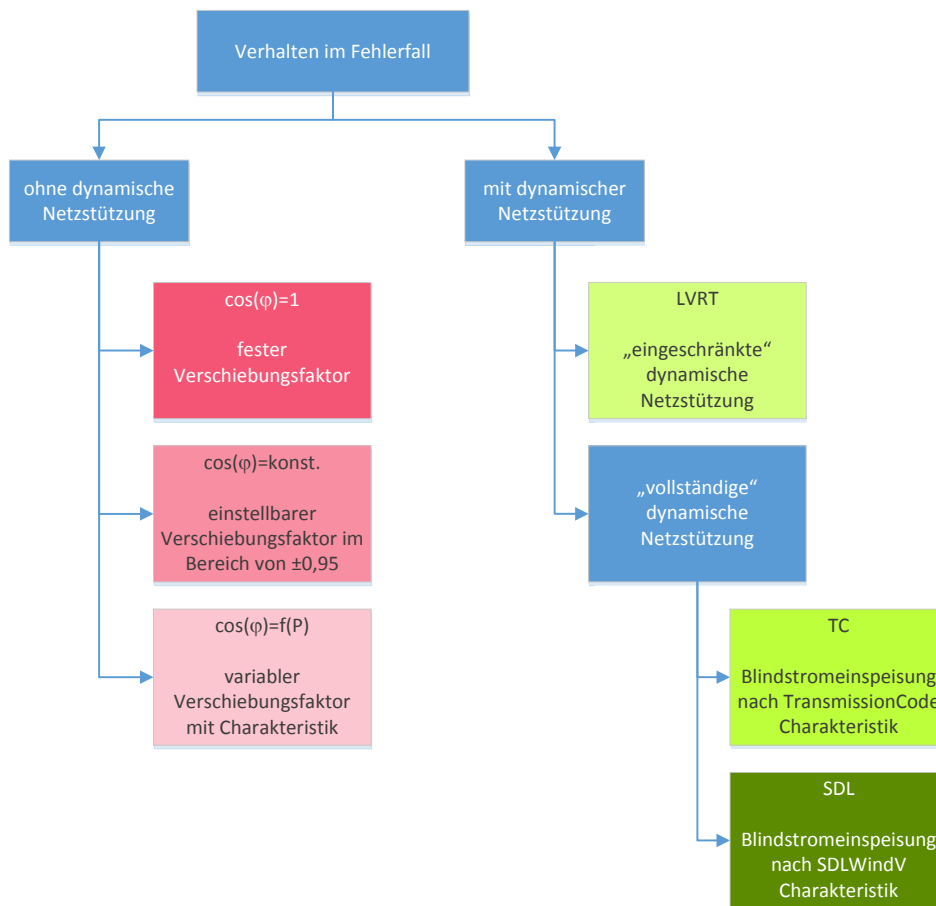


Abb. 10: Differenzierung des Verhaltens von EZA-Bestandsanlagen im Fehlerfall zur Bestimmung der EZA-Leistungsanteile

Anhand von Abb. 11 wird deutlich, dass sich im landesweiten Durchschnitt mindestens 60 % der in der Niederspannungsebene im Zieljahr 2022 angeschlossenen EZA-Leistung bei Spannungseinbrüchen an der Generatorklemme auf unter 80 % der Nennspannung vom Netz Trennen würden. Auf der Mittelspannungsebene wird dieser Anteil bei rund 20 % liegen. Der zunächst überraschend hohe Wert von gut 70 % in der HöS/HS-Ebene lässt sich bei genauerer Betrachtung von Abb. 12–14 auf die für KWK-Anlagen getroffenen Annahmen zurückführen. Es wurde angenommen, dass rund 95 % der Leistung aus überwiegend KWK-Anlagen vor dem Inkrafttreten des VDN-Leitfadens „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ [17] ans Netz angeschlossen worden sind und damit keine dynamische Netzstützung erbringen mussten. Die hier dargestellten Anteile sind landesweite Durchschnittswerte und können je nach Anlagenbestand regional sehr stark variieren.

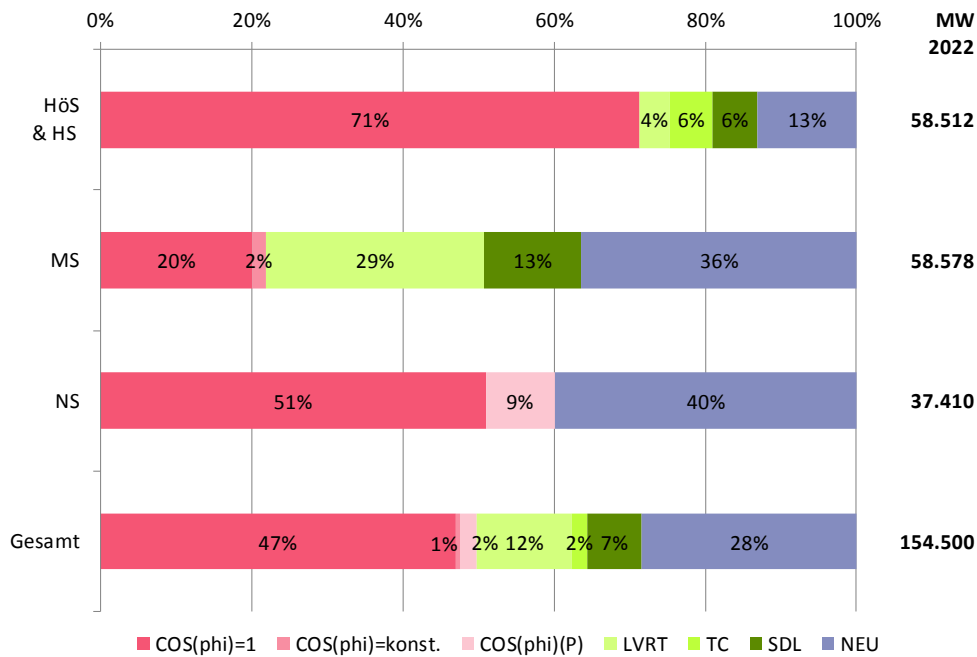


Abb. 11: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (alle Energieträger) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall. Hinweis: der hohe Anteil an EZA-Leistung ohne dynamische Netzstützung auf der HöS/HS-Ebene ist auf die für KWK-Anlagen getroffenen Annahmen zurückzuführen (siehe Text).

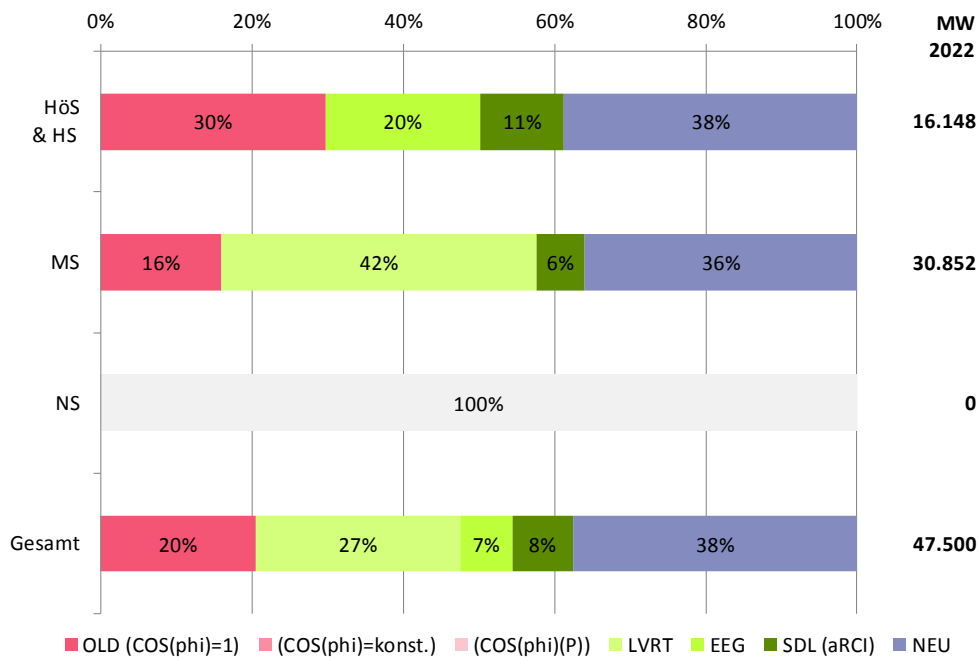


Abb. 12: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Windenergie) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall

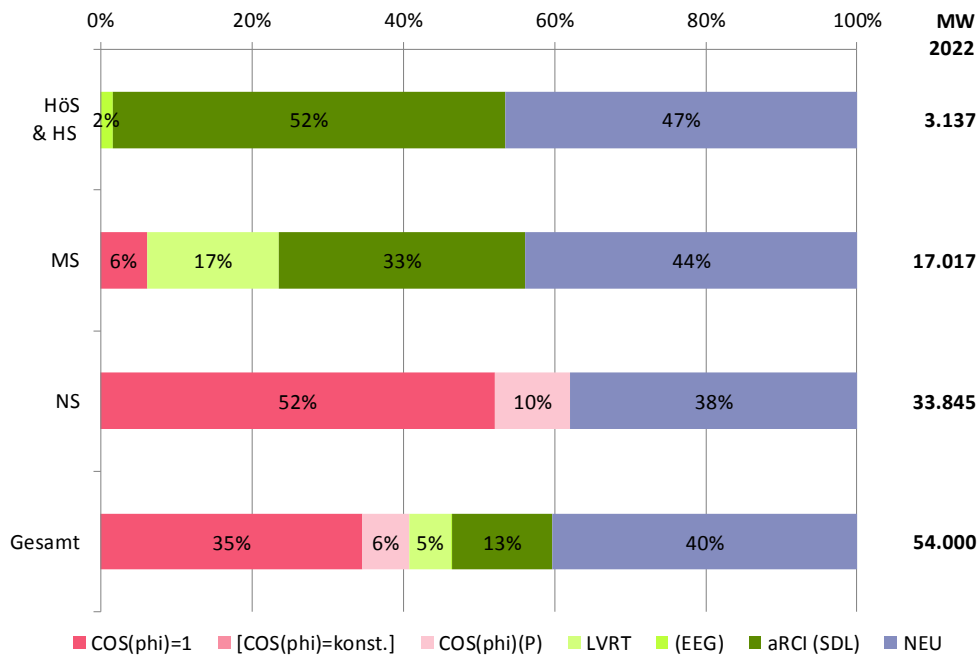


Abb. 13: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Photovoltaik) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall

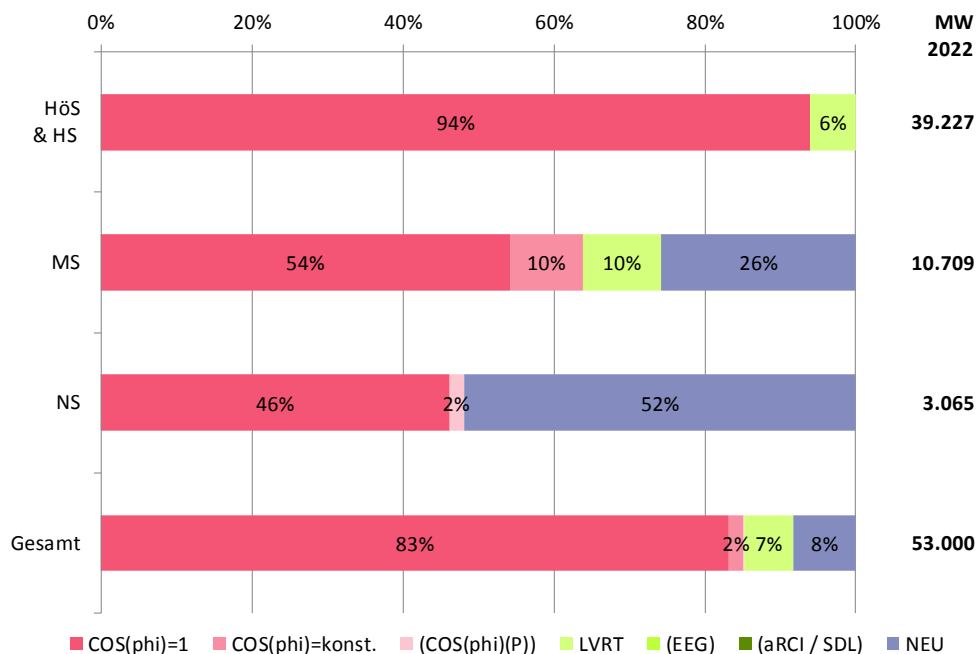


Abb. 14: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Biomasse/Biogas & KWK) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall

3.3. Ableitung typischer Anlagengrößen

Für die Erstellung repräsentativer Verteilungsnetze mit Mustercharakter ist eine geeignete Abbildung der EZA auf den jeweiligen Netzebenen notwendig. Es wurde eine umfangreiche

Analyse der statistischen Verteilung der EZA-Anlagenleistung basierend auf den EEG-Anlagenstammdaten [10] für die drei Verteilungsebenen HöS/HS, MS und NS durchgeführt. Als repräsentativer Wert für die typische Anlagengröße wurde der Median über die gesamte Population einer Anlagenklasse verwendet. Eine genauere Aufteilung in mehrere Leistungssegmente ist für die Bearbeitung der Aufgabenstellung nicht notwendig. Tabelle 2 fasst die abgeleiteten typischen Anlagengrößen differenziert nach Energieträger und Spannungsebenen zusammen.

Tabelle 2: Abgeleitete typische Anlagengrößen differenziert nach Energieträger und Spannungsebenen

Typische EZA-Kapazität [kW]	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Wind	4 000	3 000	3 600	10 000 ¹	5 000 ¹	200	30
Solar	n.v.	n.v.	34 140	3 690	430	40	10
(B)KWK	>100 000	n.v.	20 000	5 500	400	230	10 ²

Hinweise:

¹ Die Datenbasis erlaubt nur eine Auswertung nach einzelnen Windenergieanlagen, die höheren Werte repräsentieren daher die angenommene typische Kapazität eines ganzen Windparks. Typische Werte für einzelne WEA sind 2 000 kW (HS/MS) und 1 500 kW (MS).

² Kleine KWK-Anlagen verwenden häufig Asynchrongeneratoren statt Synchrongeneratoren. Aufgrund der Vielfalt der im Markt angebotenen Anlagentypen ist es allerdings nicht möglich, einen festen Leistungsgrenzwert hierfür festzulegen. Es kann allein davon ausgegangen werden, dass KWK-Anlagen mit mehr als 50 kW Leistung überwiegend Synchrongeneratoren verwenden. Aus methodischen Gründen wird davon ausgegangen, dass alle KWK-Anlagen Synchrongeneratoren verwenden.

Die gewonnenen Ergebnisse bilden die Realität für EEG-Anlagen und KWK-G geförderte Erzeugungsanlagen zufriedenstellend ab. Die ermittelten typischen Anlagengrößen können teilweise von marktüblichen Leistungsklassen abweichen. Ein Beispiel hierfür sind kleine KWK-Anlagen am Niederspannungsnetz. Die Hinweise der im FNN vertretenden Hersteller haben ergeben, dass im deutschen Markt insbesondere kleine KWK-Anlagen der Leistungsklassen 1 kW, 5 kW, 12 kW und 20 kW verkauft werden, wobei die 5 kW-Klasse besonders häufig aufträte. Obwohl im Markt kaum KWK-Anlagen mit einer Leistung von 10 kW angeboten werden, liefert die verwendete Methodik diesen Wert als typische Anlagengröße für KWK-Anlagen im Niederspannungsnetz.

3.4. Durchdringungsgrade EZA/Last

Für die Abschätzung der Ausbreitung eines Spannungsabfalls im Übertragungsnetz über die Netzebenen HöS, HS, MS und NS ist die repräsentative Verteilung von EZA-Leistung und Lasten auf die Spannungsebenen entscheidend. Vor diesem Hintergrund wurden

durchschnittliche Durchdringungsgrade als zeitunabhängiges Verhältnis von installierter EZA-Leistung zu Spitzenlast regionenscharf wie folgt definiert:

$$\text{Durchdringung}_{\text{Region } i} = \frac{\text{EZA Kapazität}_{\text{Region } i}}{\text{Spitzenlast}_{\text{Region } i}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Für die Ableitung der Durchdringungsgrade wurde eine umfangreiche Analyse der regionalisierten EZA-Leistung basierend auf den EEG-Anlagenstammdaten [10] mit einer vereinfachten Ableitung der regionalen Spitzenlast basierend auf dem Gemeinderegister (Stand Ende 2009) [36] für die drei Verteilungsebenen HöS/HS, MS und NS durchgeführt. Als Auflösung wurden in dieser Analyse die ersten drei Ziffern der Postleitzahlen (PLZ-3) gewählt und damit eine höhere Auflösung als im Falle der zweistelligen PLZ-Leitregionen erzielt [37]. Als repräsentativer Durchdringungsgrad wurde wieder der Median, diesmal über die insgesamt 581 PLZ-3 Regionen in Deutschland verwendet.

Die Analyse berücksichtigt die sog. 70 %-Regel für Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 30 kW. Nach dieser Regel dürfen diese EZA nur 70 Prozent der Modulleistung einspeisen, sofern sie über keine Einrichtung zur ferngesteuerten Leistungsreduktion verfügen. Da sich nach Angaben in [38] jedoch zwei Drittel der betroffenen PV-Anlagen(betreiber) aus wirtschaftlichen Überlegungen für den Einbau eines Rundsteuerempfängers entscheiden, reduziert sich die EZA-Leistung aus PV-Anlagen, die nach dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, nur um etwas weniger als 10 %.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der beschriebenen Analyse zusammenfassend dargestellt.

3.4.1. Unterschiede auf Spannungsebenen

Für die Ableitung der Durchdringungsgrade auf der jeweiligen Spannungsebene wurden jeweils die Summen der EZA-Leistung und der Spitzenlast der jeweiligen Ebene sowie aller unterlagerten Ebenen aufeinander bezogen. Abb. 15 stellt dieses Vorgehen schematisch dar.

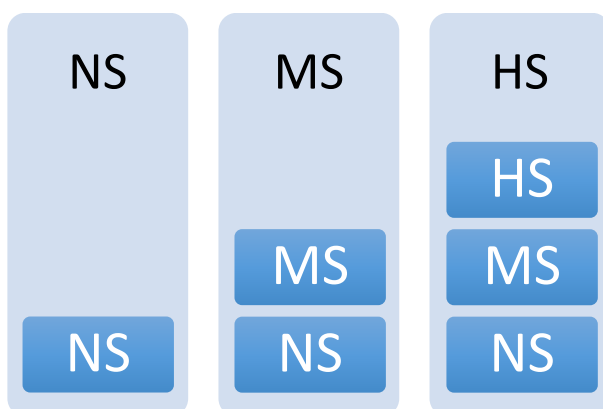


Abb. 15: Berücksichtigte EZA-Leistung und Last zur Ableitung der Durchdringungsgrade auf der jeweiligen Spannungsebene

Unter der Annahme, dass die Jahreshöchstlast im Zeitraum 2012–2022 nicht bzw. nur geringfügig ansteigt, ergeben sich deutschlandweit, je nach Spannungsebene, durchschnittliche Durchdringungsgrade von 45–75 % im Referenzjahr 2012 und 75–125 % im Zieljahr 2022. Die Durchdringungsgrade der MS-Ebene sind regelmäßig am höchsten. Die NS-Ebene hat die niedrigsten Durchdringungsgrade.

3.4.2. Regionale Unterschiede

Die durchschnittlichen Durchdringungsgrade wurden zusätzlich für drei Regionstypen differenziert ermittelt:

- städtisch geprägt (477 PLZ-3);
- vorstädtisch geprägt (398 PLZ-3);
- ländlich geprägt (382 PLZ-3).

Die Anzahl der jeweilig zugehörigen PLZ-3 Regionen ist in Klammern dargestellt und es wird deutlich, dass es z. T. eine erhebliche Überschneidung dieser Regionen gibt. Die Auswertung von [36] ergab, dass sich durch die Aggregation in vielen PLZ-3 Regionen einerseits städtisch und vorstädtisch geprägte PLZ-5 Regionen und andererseits vorstädtisch und ländlich geprägte PLZ-5 Regionen befinden können. In diesen Fällen wurde die EZA-Leistung gemäß des Flächenanteils eines jeweiligen Regionstyps zugeordnet.

Abb. 16 zeigt die räumliche Verteilung der abgeleiteten Durchdringungsgrade für das Zieljahr 2022. Ländlich geprägte Regionen zeigen die mit Werten von 110–205 % im Referenzjahr 2012 und 175–335 % im Zieljahr 2022 die höchsten Durchdringungsgrade an EZA auf. Die Werte für vorstädtisch geprägte Regionen liegen bei 65–105 % (2012) und 110–170 % (2022) und damit im mittleren Bereich. Die niedrigsten Werte treten in städtisch geprägten Regionen auf.

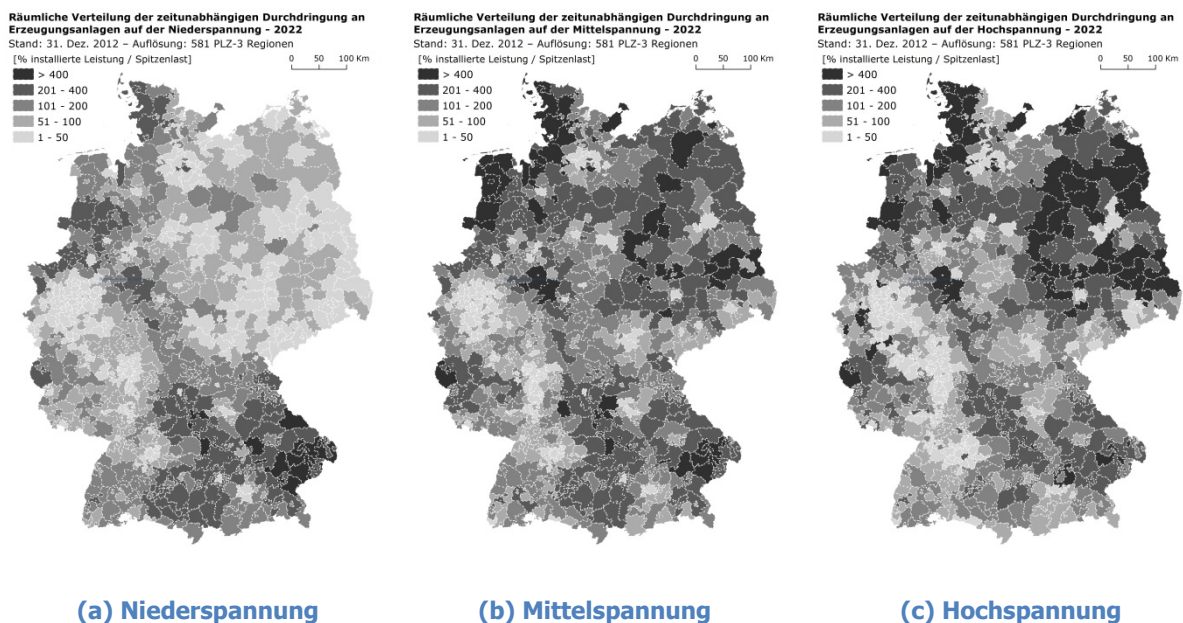


Abb. 16: Räumliche Verteilung der abgeleiteten Durchdringungsgrade EZA/Last im Zieljahr 2022

Im weiteren Verlauf der Erstellung repräsentativer Verteilungsnetze mit Mustercharakter wurden nur vorstädtisch und ländlich geprägte Netze betrachtet. Eine weitere Differenzierung vorstädtisch geprägter Niederspannungsnetze wurde vorgenommen, indem ein Netz mit ausschließlich PV-Anlagen und ein anderes mit ausschließlich Biomasse/Biogas bzw. KWK-Anlagen untersucht wurde. Hierzu wurden die für die EZA mit dem jeweiligen Energieträger typischen Durchdringungsgrade gewählt, d. h. ca. 100 % im PV-geprägten und ca. 5 % im KWK-geprägten Netz. Damit ergibt sich folgende abschließende Klassifizierung der repräsentativen Verteilungsnetze mit Mustercharakter:

- vorstädtisch geprägt – Niederspannungsebene ausschließlich mit PV;
- vorstädtisch geprägt – Niederspannungsebene ausschließlich mit KWK;
- ländlich geprägt.

In der MS-Ebene werden für das vorstädtische, KWK-geprägte Netz die gleichen Durchdringungsgrade verwendet wie für das vorstädtische, PV-geprägte Netz.

3.4.3. Ableitung repräsentativer Werte für Modellnetze

Aus der vorangegangenen Analyse ergeben sich die in Tabelle 3 dargestellten repräsentativen Werte für die Durchdringungsgrade differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen. Diese wurden, so weit wie möglich, bei der Erstellung der Verteilungsnetze mit Mustercharakter berücksichtigt. Abweichungen hiervon ergaben sich allein aufgrund von Annahmen zu typischen Anlagengrößen und Rundungsfehlern.

Tabelle 3: Abgeleitete repräsentative Durchdringungsgrade differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen

		Deutschland			Raumtyp 1 überwiegend städtisch			Raumtyp 2 teilweise städtisch			Raumtyp 3 ländlich		
		HS	MS	NS	HS	MS	NS	HS	MS	NS	HS	MS	NS
Alle EZA	2012 [%]	65	75	45	30	35	25	90	105	65	165	205	110
Alle EZA	2022 [%]	105	125	75	50	50	35	145	170	110	265	335	175
Windkraft	2012 [%]	25	20	0	10	10	0	35	30	0	60	50	0
Windkraft	2022 [%]	35	30	0	15	10	0	50	40	0	95	75	0
Solarstrom	2012 [%]	30	40	40	15	20	20	40	55	60	70	95	100
Solarstrom	2022 [%]	45	65	65	20	30	35	60	90	100	115	160	165
(B)KWK	2012 [%]	10	10	5	5	5	0	10	15	5	25	25	5
(B)KWK	2022 [%]	20	20	5	10	10	5	20	25	5	40	45	10

Hinweise:

- Angaben auf den nächsten 5er Wert gerundet; hierdurch können sich Abweichungen zwischen den Werten für alle EZA und der Summe der Einzelwerte der drei EZA-Typen ergeben.
- Werte für „Alle EZA“ beinhalten u.a. auch Wasserkraftanlagen, so dass sie z. T. größer sind als die Summe aus Wind, Solar und (B)KWK.
- Werte in **roter Fettschrift** markieren EZA-Durchdringungsgrade über 100 %.

3.4.4. Tatsächliche Werte für Modellnetze

Mithilfe der abgeleiteten typischen Anlagengrößen und Durchdringungsgrade kann die Anzahl der jeweiligen EZA in den Referenznetzen festgelegt werden. Durch die Anhebung der typischen EZA-Leistung im Falle von Windparks an der Sammelschiene eines MS-Transformators kommt es bei niedrigen Durchdringungsgraden zu Rundungsfehlern. In diesen Fällen wird korrigierend angenommen, dass EZA-Leistung die an der Sammelschiene entfällt in den MS-Netzstrang verschoben wird. Weitere Rundungsfehler ergeben sich im Falle von geringen Werten für die Spitzenlast des jeweiligen Netzabschnitts.

Alle Rundungsfehler führen zu einer Abweichung der für die Referenznetze resultierenden Durchdringungsgrade von den in der deutschlandweiten Analyse gewonnenen Werten. Bei Vernachlässigung der Abweichungen die sich durch den speziellen Charakter des vorstädtischen, (B)KWK- geprägten Netzes ergeben, liegen die tatsächlichen Werte für die Durchdringungsgrade maximal rund 25 % unter den abgeleiteten Werten. Mit Blick auf die Aufgabenstellung wird dies als vertretbarer Fehler betrachtet. Die gewonnenen Ergebnisse

zur momentanen EZA-Leistung, die sich aufgrund eines Kurzschlusses im Übertragungsnetzes trennen würde, liegen damit auf der optimistischen Seite. Tabelle 4 stellt die tatsächlichen Werte für die Durchdringungsgrade differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen dar.

Tabelle 4: Tatsächliche Durchdringungsgrade in repräsentativen Verteilungsnetzen mit Mustercharakter differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen

	Vorstädtisch – PV			Vorstädtisch – (B)KWK			Ländlich		
	HS	MS	NS	HS	MS	NS	HS	MS	NS
Alle EZA 2012 [%]	80	95	60	50	55	5	140	155	100
Alle EZA 2022 [%]	115	135	100	70	65	5	245	285	180
Windkraft 2012 [%]	35	30	0	35	30	0	55	40	0
Windkraft 2022 [%]	45	30	0	45	30	0	100	80	0
Solarstrom 2012 [%]	35	50	60	5	10	0	65	95	100
Solarstrom 2022 [%]	55	85	100	10	10	0	110	165	170
(B)KWK 2012 [%]	10	15	0	10	15	5	20	20	0
(B)KWK 2022 [%]	15	25	0	15	25	5	35	45	10

Hinweise: Werte in **Fettschrift** weichen um mehr als 10 Prozentpunkte von den abgeleiteten Durchdringungsgraden ab (s. Tabelle 3).

4. Modellentwicklung & Annahmen

Das folgende Kapitel beschreibt die verwendeten Netz- und Erzeugungsanlagenmodelle. Darüber hinaus werden wichtige Annahmen und Einschränkungen der gewählten Methodik aufgezeigt, die sich entweder aus dem Modellierungsansatz oder aus der gängigen Praxis der Verteilungsnetzbetreiber hinsichtlich Anschlusspraxis und Netzbetrieb ergeben. Am Ende des Kapitels werden die modellierten Varianten bezüglich Netzausbauzustand, Betriebsfall vor Fehlereintritt und Verhalten von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall vorgestellt.

4.1. Modellübersicht

Abb. 17 gibt einen Überblick über das modellierte Testsystem, mit dem die Aufgabenstellung dieser Studie in Simulationen anhand von Stabilitätsmodellen (Effektivwerte von Mitsystemgrößen) untersucht wurde. Es handelt sich hierbei um ein Elektrizitätsversorgungsnetz mit Mustercharakter mit einer Spitzenlast von ca. 6,1 GW und einer installierten EZA-Leistung im Zieljahr 2022 von ca. 3,5 GW. Damit kann es einen Ausschnitt eines größeren Verbundnetzes (z. B. etwas weniger als 10 % von Deutschland) darstellen. Die Durchdringungsgrade an Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen entsprechen den Durchschnittswerten die in Deutschland für das Zieljahr 2022 erwartet werden.



Abb. 17: Übersicht über das modellierte Testsystem

Das in PowerFactory (v15.1) modellierte Testsystem repräsentiert insgesamt ca. 12 500 Niederspannungs-Verteilungsnetze mit hohem EZA-Anteil in teilweise aggregierter Form. Das Modell umfasst ca. 950 separate EZA-Modelle verschiedener Energieträger (Wind, PV, (B)KWK) und etwa 2 700 Regler-Modelle. Dazu kommen etwas mehr als 400 Schutzrelais-Modelle, z. B. für EZA die sich bei Spannungseinbrüchen auf unter 80 % der Nennspannung vom Netz trennen.

Simuliert wird ein generatorferner, 3-poliger Kurzschluss im Übertragungsnetz der zu einem Spannungseinbruch in der HöS-Ebene auf 50–80 % der Nennspannung führt. Dadurch lässt sich nicht nur die Größenordnung der sich bei Übertragungsnetzfehlern trennenden momentanen EZA-Leistung abschätzen, sondern auch der „Wert“ einer vollständigen dynamischen Netzstützung im Niederspannungsnetz untersuchen. Der Fehler wird nach 150 ms geklärt.

4.2. Netzmodell

Die Höchstspannungsebene wird durch das in der Literatur weit verbreitete „IEEE New England Test System“ mit 39 Knoten und 10 (Synchron-)Maschinen repräsentiert. Ein für PowerFactory validiertes Modell wurde [39] entnommen und durch Anpassung der Spannung auf 380 kV und der Frequenz auf 50 Hz „europäisiert“. Die Synchrongeneratoren werden mit einem Standardmodell 6. Ordnung, einem vereinfachten Modell für den Spannungsregler mit Begrenzung der Erregerspannung und einem konventionellen Modell für den Power System Stabiliser modelliert [40]. Auf die Modellierung von Turbinenreglern wurde verzichtet, wodurch keine sinnvollen Verläufe für die Netzfrequenz dargestellt werden können.

Die modellierten Nieder- und Mittelspannungs-Verteilungsnetze basieren auf Netzen mit Mustercharakter, die nach einer aufwändigen statistischen Analyse von mehr als Hundert Verteilungsnetzen durch einen im FNN vertretenden deutschen Verteilungsnetzbetreiber bereitgestellt wurden. Diese Netze wurden im Rahmen dieser Studie, entsprechend den drei im vorigen Kapitel beschriebenen Regionstypen und der dort erläuterten Prägung durch EZA, erweitert. Wo dies aufgrund der Spannungshaltung oder Betriebsmittelbelastung notwendig war, wurden die Netze gemäß der in der dena-Verteilnetzstudie [41] beschriebenen Methodik mit konventionellen Netzbetriebsmitteln ausgebaut.

4.3. Erzeugungsanlagen

Zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens der Erzeugungsanlagen wurden bestehende Modelle in PowerFactory verwendet und erweitert. Photovoltaikanlagen wurden aufbauend auf einem in [42] entwickelten und validierten Stabilitätsmodell modelliert und um spezielle Funktionen der vollständigen dynamischen Netzstützung erweitert. Windenergieanlagen wurden mithilfe der in PowerFactory vorhandenen Standardmodelle für WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (IEC-Typ 3) [43] und WEA mit Vollumrichter (IEC-Typ 4) [44] modelliert. (B)KWK-Anlagen wurden mit einem Standardmodell eines Synchrongenerators mit 6. Ordnung und einem Standard IEEE-Modell für den Spannungsregler (EXAC1A) modelliert. Die jeweiligen Parameter wurden so weit wie möglich

Datenblättern entnommen, die durch einen im FNN vertretenden Hersteller von KWK-Anlagen bereitgestellt wurden. Das für die (B)KWK-Anlagen angenommene Massenträgheitsmoment umfasst den Generator, den Motor und die Kupplung.

4.3.1. Statische Spannungshaltung

Ausgehend von Hinweisen der im FNN vertretenden Verteilungsnetzbetreiber wurden die im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzten Verfahren zur Unterstützung der statischen Spannungshaltung durch Erzeugungsanlagen angenommen. Demnach wurden EZA-Neuanlagen in einem MS-Netzstrang mit der in VDE-AR-N 4105 festgelegten Charakteristik für die $\cos(\varphi) = f(P)$ – Regelung betrieben. Der Betrieb von EZA-Neuanlagen an einer MS-Sammelschiene mit einer invertierten Charakteristik wurde durch proportionale Anpassung der Standard-Charakteristik berücksichtigt. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die eingesetzten Verfahren und Abb. 18 skizziert die Standard-Charakteristik für die $\cos(\varphi) = f(P)$ Regelung abhängig vom Netzanschlusspunkt.

Tabelle 5: Im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzte Verfahren zur Unterstützung der statischen Spannungshaltung durch Erzeugungsanlagen

	$\cos(\varphi)$ =const.	$\cos(\varphi)$ =f(P)	Q_{soll}	$Q(U)$
HS	✓	✗	(✓)	✓
MS	✓	✓ ¹	(✓)	✓ ²
NS	✓ ³	✓ ¹	✗	✗

Hinweise: Klammern () verweisen auf seltenen Einsatz im Netzbetrieb

¹ nur EZA-Neuanlagen mit Inbetriebnahme nach 2012

² nur EZA mit hoher Leistung (> 10 MW) die am Ende eines langen MS-Netzstrang angeschlossen sind

³ tatsächlicher Wert für den Verschiebungsfaktor hängt von Netzparametern am Netzanschlusspunkt ab

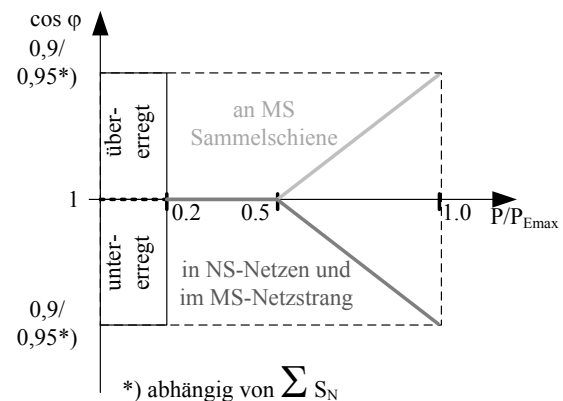


Abb. 18: Standard-Charakteristik für $\cos(\varphi) = f(P)$ Regelung abhängig vom Netzanschlusspunkt

4.3.2. Dynamische Netzstützung

Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall werden gemäß BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (2008) [19] mit Blick auf die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz definiert und als „dynamische Netzstützung“ bezeichnet. In der Fassung der 1. Ergänzung zur BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (2009) [20] wird differenziert in

- „eingeschränkte“ dynamische Netzstützung und
- „vollständige“ dynamische Netzstützung.

Tabelle 6 spezifiziert die Anforderungen dieser beiden Varianten der dynamischen Netzstützung.

Tabelle 6: Varianten der dynamischen Netzstützung gemäß BDEW-Richtlinie [19], [20]

DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

Vollständig	Eingeschränkt	• Die Erzeugungsanlage darf sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz trennen.
		• Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung gemäß TransmissionCode 2007 (verzögert) oder SDLWindV 2009 (schnell).
		• Die Erzeugungsanlage darf nach Fehlerklärung dem Netz nicht mehr induktive Blindleistung entnehmen als vor dem Fehler.
		• Während eines Fehlers im Netz ist die Netzspannung durch Einspeisung eines induktiven Blindstroms in das Netz zu stützen.

Mit Blick auf die dynamische Netzstützung wurden die im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzten Verfahren zur eingeschränkten und vollständigen Netzstützung gemäß den Hinweisen der im FNN vertretenden Verteilungsnetzbetreiber angenommen [45]. Demnach werden selbst EZA die eine vollständige dynamische Netzstützung erbringen könnten, aber in einem MS-Netzstrang angeschlossen sind, nur mit einer eingeschränkten dynamischen Netzstützung betrieben. Allein bei EZA in der Hochspannungsebene und EZA an der Sammelschiene eines HS/MS-Umspannwerks wird die vollständige dynamische Netzstützung in der Praxis tatsächlich genutzt. Nach Aussage der Verteilungsnetzbetreiber seien diesbezüglich keine Änderungen in der Zukunft zu erwarten, da dies eine kostenintensive Anpassung des Netzschutzes verlangen würde.

Die an eine Sammelschiene eines HS/MS-Umspannwerks angeschlossenen EZA repräsentierten im Referenzjahr 2012 nur ca. 12 % der auf der Mittelspannungsebene installierten Leistung und nimmt bis zum Zieljahr 2022 aufgrund von Repowering etc. voraussichtlich auf 10 % ab. In den modellierten Mittelspannungs-Verteilungsnetzen an denen aufgrund von Rundungsfehlern keine EZA an der Sammelschiene angeschlossen sind, wurde der eingeschränkte Betrieb der verbleibenden 90 % von EZA, die innerhalb eines MS-Netzstrang angeschlossen sind, durch proportionale Anpassung des Verstärkungsfaktors für die zusätzliche Blindstromeinspeisung ($k = 0.2 \text{ p.u.}$) dieser EZA berücksichtigt. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die eingesetzten Verfahren und Abb. 18 vergleicht die Anforderungen an eine vollständige dynamische Netzstützung zwischen TransmissionCode 2007 [16] und SDLWindV 2009 [30].

Tabelle 7: Im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzte Verfahren zur dynamischen Netzstützung durch Erzeugungsanlagen

		dynamische Netzstützung		
		keine	eingeschränkt	vollständig
HS	–			
SS	&	x	x	✓
STR				
MS	–			
STR		x	x	✓
MS – SS		x	✓	x
NS	–			
SS	&	✓	x	x
STR				

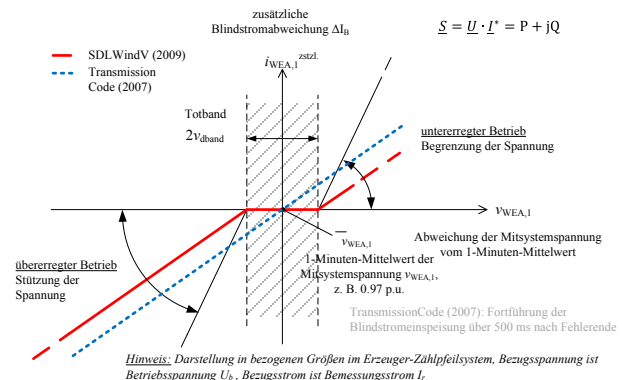


Abb. 19: Vergleich der Anforderungen an eine vollständige dynamische Netzstützung zwischen TransmissionCode 2007 [16] und SDLWindV 2009 [30]

4.4. Verteilungsnetzaggregation und -validierung

Für die Simulation des systemweiten Verhaltens von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall wurden die gewonnenen repräsentativen Nieder- und Mittelspannungs-Verteilungsnetze mit den dort angeschlossenen Erzeugungsanlagen mithilfe eines dynamischen Aggregationsverfahrens in Anlehnung an [12] reduziert. Hierzu wurde eine neue Methode entwickelt, die sich als zuverlässig und praktikabel erwies. Die Hoch- und Höchstspannungsebenen werden vollständig abgebildet.

Die aggregierten Modelle wurden nach der in der Technischen Richtlinie für Erzeugungseinheiten „Teil 4 - Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen“ der FGW e.V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien festgelegten Methodik gegenüber den vollständigen Netzmodellen für drei verschiedene Spannungseinbruchstiefen (25 %/50 %/75 %) umfangreich validiert [13]. Die Abweichungen blieben für diese Spannungseinbruchstiefen stets unter den von der TR4 zugelassenen Fehlerwerten. Es ist aber darauf hinweisen, dass durch die Aggregation die Abweichungen in der Nachbildung des Verhaltens im Fehlerfall bei Spannungseinbrüchen auf sehr nahe 80 % der Nennspannung (Einstellwert des Unterspannungsschutzes von EZA-Bestandsanlagen) am größten sein können.

Die gewählte Methodik wird als ausreichend valide betrachtet, um die Größenordnung der sich bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz trennenden momentanen EZA-Leistung im Niederspannungsnetz abzuschätzen. Auch eine Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Regelstrategien von EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz ist hiermit möglich.

4.5. Einspeise-/Lastfälle

Für die Festlegung geeigneter Kombinationen von Einspeise- und Lastfälle wurde auf Erfahrungen anderer Studien zurückgegriffen [7], [41]. Aus den Standardlastprofilen des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V (BDEW) [46] wurden unter Berücksichtigung der in [47] gewählten Lastanteile Skalierungsfaktoren für Spitzen- und Schwachlastfall abgeleitet. Skalierungsfaktoren für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen wurden mithilfe der Angaben in [7] zur maximalen zeitgleichen Einspeisung aus Windenergie, Photovoltaik und Biomasse/-gas bzw. KWK-Anlagen abgeleitet. Es werden drei Betriebsfälle unterschieden:

- Betriebsfall 1: „warmer Sommernachmittag“
- Betriebsfall 2: „windig-bewölkter Herbsttag“
- Betriebsfall 3: „windig-klarer Frühlingssonntag“

Tabelle 8 zeigt die Skalierungsfaktoren für Last und Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung bzw. Jahresspitzenlast und die Lastflussrichtung in der jeweiligen Umspannebene im Zieljahr 2022.

Tabelle 8: Skalierungsfaktoren für Last und Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung bzw. Jahresspitzenlast und Lastflussrichtung im Zieljahr 2022 – Vorstädtische Netze / Ländliches Netz

Lastflussrichtung im Zieljahr 2022 (HS MS NS)	Betriebsfall 1: „warmer Sommernachmittag“	Betriebsfall 2: „windig-bewölkter Herbsttag“	Betriebsfall 3: „windig-klarer Frühlingssonntag“
- vorstädtische Netze PV/(B)KWK	↓VF ↓VF ↓VF	↓VF ↓VF ↓VF	↑RÜ ↑RÜ ↑RÜ / ↓VF
- ländliches Netz	↑RÜ ↑RÜ ↓VF	↑RÜ ↑RÜ ↓VF	↑RÜ ↑RÜ ↑RÜ
Last (vorstädtisch/ländlich)	0,9 / 1	0,9 / 1	0,5
Wind	0,45	0,9	0,9
PV	0,4	0,4	0,8
Bio/KWK	0,425	0,85	0,85

Hinweise: ↓VF – Versorgungsfall; ↑RÜ – Rückspeisung

In Abb. 20 werden die Lastflussrichtungen in den ländlichen Verteilungsnetzen für die drei betrachteten Betriebsfälle beispielhaft dargestellt. Es wird deutlich, dass die gewählten Betriebsfälle zu einer Rückspeisung von Erzeugungsleistung aus der Mittel- sowie aus der Niederspannungsebene führen. Vereinfachend wurde dabei angenommen, dass keine Anpassung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt. Dadurch kann es in bestimmten Betriebsfällen zu einer Unterschreitung der minimalen Erzeugungsleistung der konventionellen Kraftwerke kommen wodurch die Ergebnisse mit Blick auf den Spannungstrichter im Übertragungsnetz tendenziell optimistischer ausfallen als wenn Kraftwerke abgeschaltet würden.

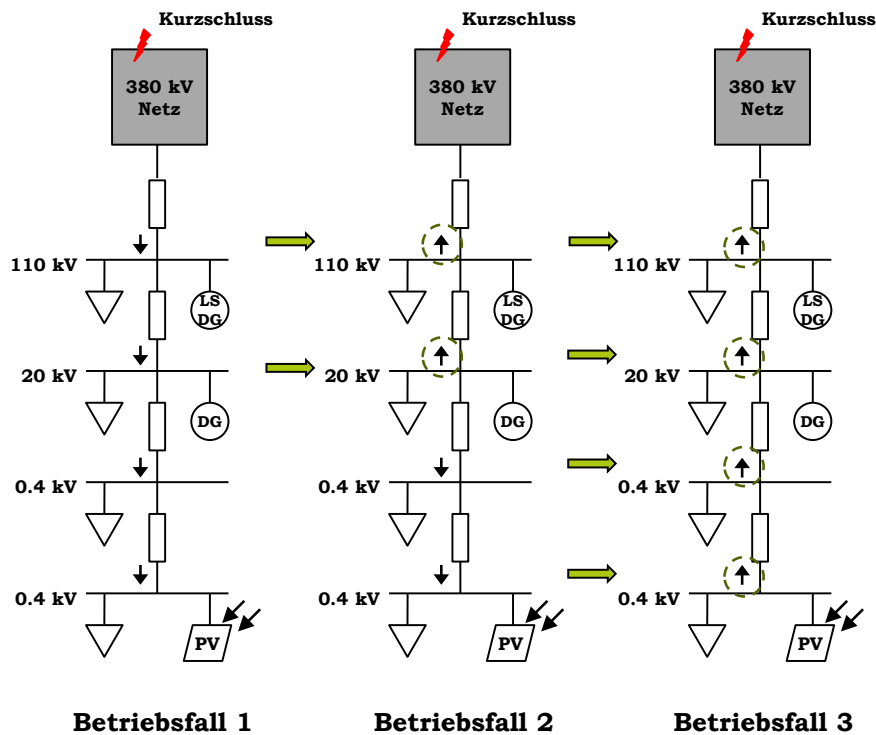


Abb. 20: Schematische Darstellung der Lastflussrichtungen in den ländlichen Verteilungsnetzen für die drei betrachteten Betriebsfälle

Abb. 21 stellt schließlich die gesamte Erzeugung, Last und den Anteil der EZA-Einspeisung an der gesamten Erzeugung differenziert nach Ausbauzustand des Netzes und Betriebsfall dar. Es wird deutlich, dass die betrachteten Betriebsfälle einen EZA-Anteil von rund 15–80 % an der gesamten Erzeugung abbilden.

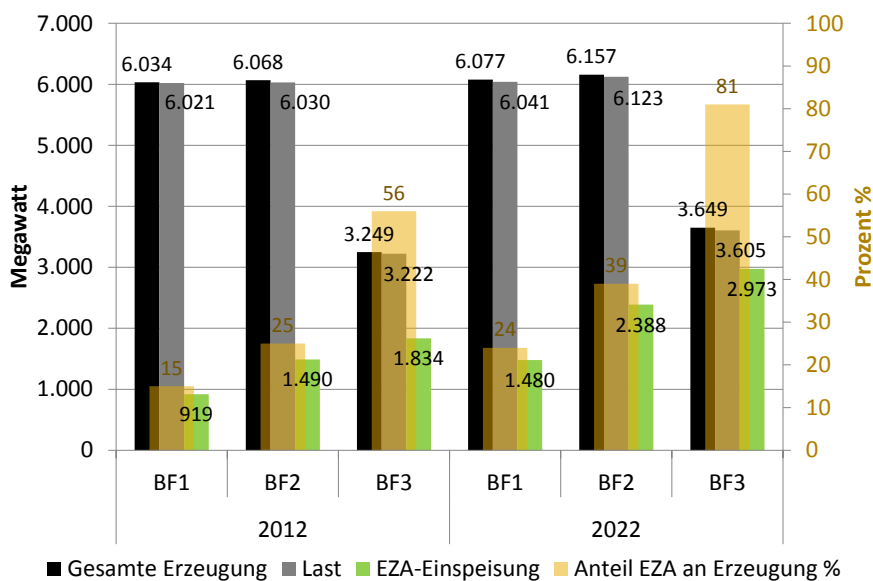


Abb. 21: Erzeugung, Last und Anteil der EZA-Einspeisung an gesamter Erzeugung differenziert nach Ausbauzustand und Betriebsfall

4.6. Variantenrechnung

In den vorangehenden Abschnitten wurden das verwendete Netzmodell, die gewählten Betriebsfälle (Einspeise-/Lastfälle) und die Varianten für die dynamische Netzstützung, die Erzeugungsanlagen erbringen können, beschrieben. Um möglichst robuste Ergebnisse für die Beantwortung der Fragestellungen aus der Aufgabenstellung zu erhalten, wird eine umfangreiche Variantenrechnung durchgeführt. Abb. 22 stellt die modellierten Varianten bezüglich Netzausbauzustand, Betriebsfall vor Fehlereintritt und Verhalten von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall dar.

Es ergeben sich 27 zu simulierende Varianten. Darüber hinaus wurde für ausgewählte Betriebsfälle als zusätzliche Variante das systemweite Verhalten im Fehlerfall unter der Annahme eines statischen Lastmodells betrachtet.

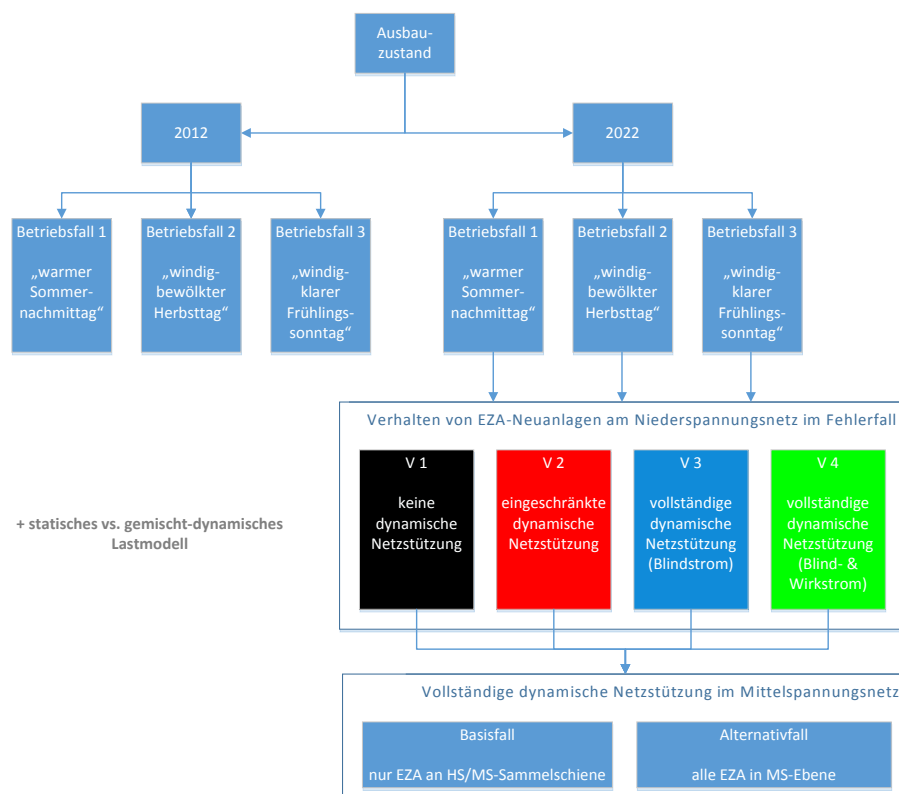


Abb. 22: Darstellung der modellierten Varianten bezüglich Netzausbauzustand, Betriebsfall vor Fehlereintritt und Verhalten von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall

5. Ausgewählte Simulationsergebnisse

Das vorliegende Kapitel stellt ausgewählte Simulationsergebnisse dar, die für die Beantwortung der Fragestellungen aus der Aufgabenstellung entscheidend sind (s. Abb. 23). Für das Zieljahr 2022 werden Ergebnisse für einen Basisfall, in dem nur EZA an einer HS/MS-Sammelschiene eine vollständige dynamische Netzstützung erbringen, und einen Alternativfall, in dem alle EZA-Neuanlagen in der MS-Ebene eine vollständige dynamische Netzstützung erbringen, betrachtet. Darüber hinaus werden Ergebnisse für ein gemischtes und statisches Lastmodell verglichen. Die Simulationsergebnisse werden komparativ für die vier Varianten einer dynamischen Netzstützung von EZA im Niederspannungsnetz dargestellt.

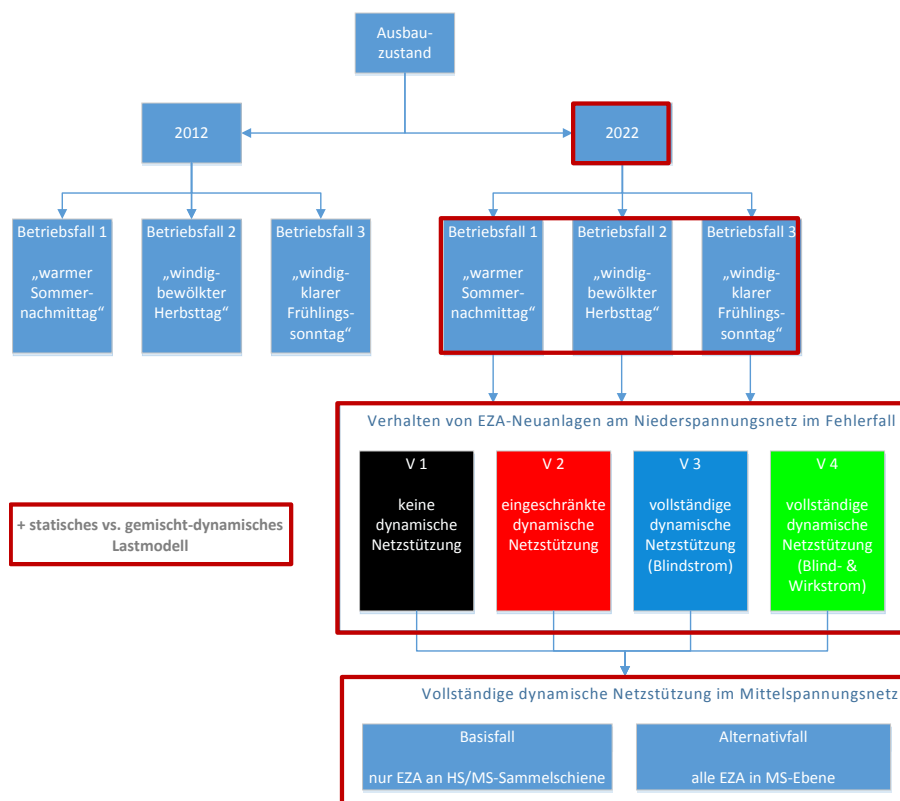


Abb. 23: Darstellung der ausgewählten Simulationsergebnisse (rot umrandet)

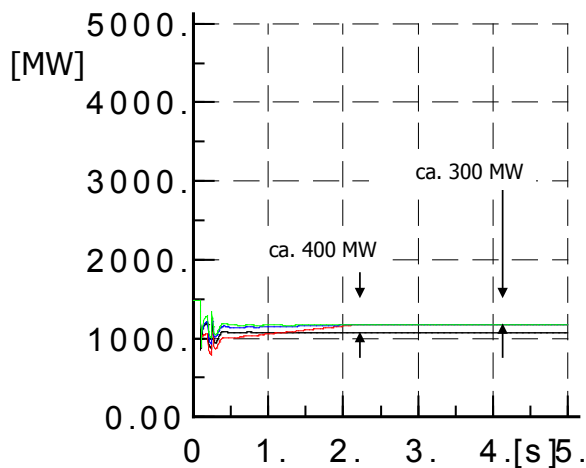
5.1. Zieljahr 2022: Basisfall – vollständige DNS nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene

5.1.1. Betriebsfall 1 – niedrige EZA-Einspeisung / hohe Last

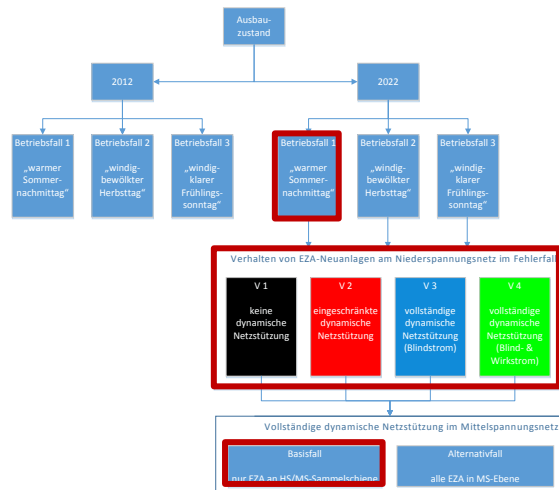
Abb. 24a zeigt die zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „warmen Sommernachmittag“ (Betriebsfall 1). Betrachtet wird der Basisfall mit einer nur durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene und einem gemischten Lastmodell. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (s. Abb. 24b).

Die Ergebnisse zeigen, dass es in dem betrachteten Elektrizitätsversorgungssystem mit Mustercharakter ohne eine dynamische Netzstützung von EZA im Niederspannungsnetz zu einem Ausfall von Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 400 MW kommt. Dies entspricht ca. 27 % der momentanen EZA-Einspeisung. Durch die Einführung einer Anforderung zur dynamischen Netzstützung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz ließe sich diese Leistung um rd. 25 % auf 300 MW reduzieren.

In dem betrachteten Betriebsfall sind nach vollständiger Wiederkehr der Wirkleistung der am Netz verbliebenen EZA keine Unterschiede zwischen einer „eingeschränkten“ und einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung festzustellen. In den ersten 2 Sekunden nach Fehlerklärung zeigt die „eingeschränkte“ DNS allerdings das größte und die „vollständige“ DNS mit kombinierter Blind-/Wirkstromeinspeisung das geringste Wirkleistungsdefizit. Vorübergehende Wirkleistungsdefizite in dem dargestellten Zeitraum stellen bei ausreichend hoher Trägheit oder Reserven für ein Verbundnetz keine Gefahr für die Frequenzstabilität dar. Aus den vorliegenden Ergebnissen wird daher zunächst einmal die Empfehlung abgeleitet, eine Mindestanforderung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz zur Erbringung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung einzuführen.



(a) Simulationsergebnisse



(b) betrachtete Varianten

Abb. 24: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 1 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstromeinspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstromeinspeisung

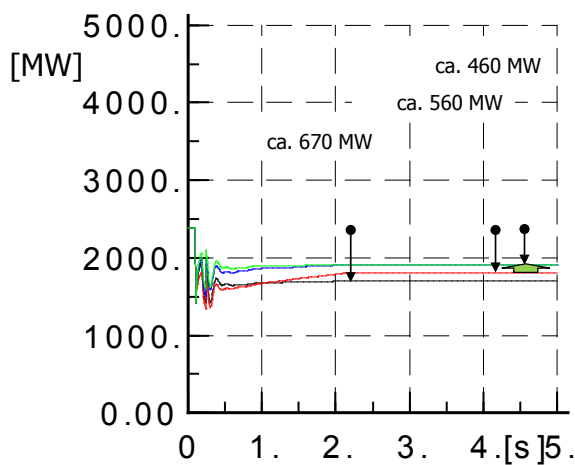
5.1.2. Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last

Abb. 25a zeigt die zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „windig-bewölkten Herbstsonntag“ (Betriebsfall 2). Betrachtet wird der Basisfall mit einer nur durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene und einem gemischten Lastmodell. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (s. Abb. 25b).

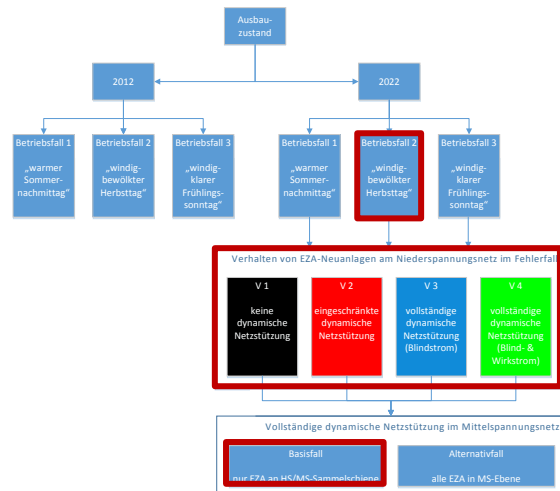
Die Ergebnisse zeigen, dass es in dem betrachteten Elektrizitätsversorgungssystem mit Mustercharakter ohne eine dynamische Netzstützung von EZA im Niederspannungsnetz zu einem Ausfall von Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 670 MW kommt. Dies entspricht ca. 28 % der momentanen EZA-Einspeisung. Durch die Einführung einer Anforderung zur „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz ließe sich diese Leistung um rd. 16 % auf ca. 560 MW reduzieren.

In dem betrachteten Betriebsfall wird außerdem deutlich, dass dieser Wert in der Variante mit einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung auf ca. 460 MW, d. h. um weitere rd. 18 %, geringer ausfällt. Eine detaillierte Auswertung der Simulationsergebnisse ergab, dass mit der Einspeisung eines Kurzschlussstromes durch Erzeugungsanlagen vom Typ 2 (insb. PV-Anlagen), auch die Trennung benachbarter (B)KWK-Anlagen (EZA vom Typ 1) im Fehlerfall verhindert werden konnte. Da das Wirkleistungsdefizit ohne diese Funktion höher ausfiele, wäre entweder eine „vollständige“ DNS zu bevorzugen oder die verfügbare Reserve im Verbundnetz wäre für den höheren Wert, der sich bei einer „eingeschränkten“ DNS

ergäbe, auszulegen. Aus den vorliegenden Ergebnissen wird daher tendenziell gefolgert, von EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz die Erbringung einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung einzufordern.



(a) Simulationsergebnisse



(b) betrachtete Varianten

Abb. 25: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstromeinspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstromeinspeisung

5.1.3. Betriebsfall 3 – hohe EZA-Einspeisung / niedrige Last

Abb. 26a zeigt die zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „windig-klaren Frühlingssonntag“ (Betriebsfall 3). Betrachtet wird der Basisfall mit einer nur durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene und einem gemischtem Lastmodell. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (s. Abb. 26b).

Die Ergebnisse zeigen, dass es in dem betrachteten Elektrizitätsversorgungssystem mit Mustercharakter ohne eine dynamische Netzstützung von EZA im Niederspannungsnetz zu einem Ausfall von Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1 390 MW kommt. Dies entspricht ca. 46 % der momentanen EZA-Einspeisung. Durch die Einführung einer Anforderung zur dynamischen Netzstützung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz ließe sich diese Leistung um rd. 51 % auf ca. 710 MW reduzieren.

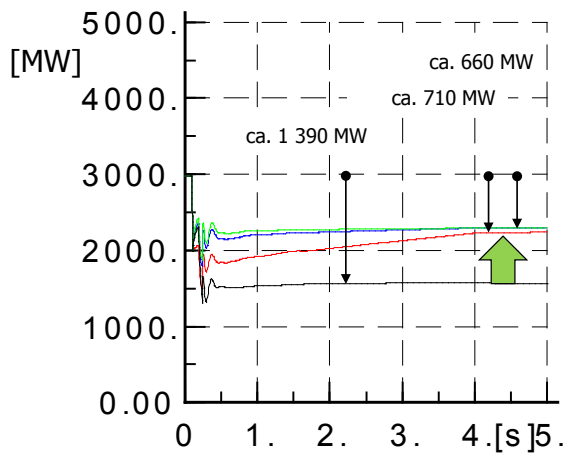
Auffällig ist auch in diesem Betriebsfall, dass nach vollständiger Wiederkehr der am Netz verbliebenen EZA nahezu keine Unterschiede zwischen einer „eingeschränkten“ und einer „vollständigen“ Netzstützung festzustellen sind. Eine detaillierte Auswertung der Simulationsergebnisse ergab, dass sich aus der bereits für EZA-Neuanlagen bestehenden

Anforderung an eine statische Spannungshaltung gemäß einer $\cos(\varphi)(P)$ -Charakteristik eine „indirekte“ Spannungsstützung während einer „eingeschränkten“ DNS ergeben kann.

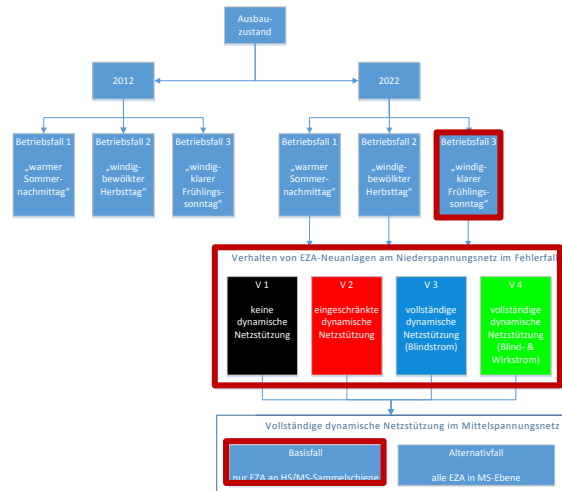
In dem betrachteten Betriebsfall werden EZA am NS-Netz vor dem Fehlereintritt „untererregt“ betrieben. Das bedeutet, sie tauschen regelkonform „induktive“ Blindleistung mit dem Netz aus mit dem Ziel, die Spannung am Netzanschlusspunkt auch bei hoher EZA-Einspeisung unter dem maximal zulässigen Wert des Spannungsbands zu halten. Sofern eine Weitbereichs-Spannungsregelung vorhanden ist, werden sich die Transformator-Stufensteller in anderen Positionen befinden als dies für einen Betrieb mit $\cos(\varphi) = 1$ der Fall wäre. Wenn EZA nun im Fehlerfall ihre Stromeinspeisung im Sinne einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung blockieren, d. h. Wirk- und Blindstrom auf null reduzieren, wird damit auch der über die Spannungsebenen fließende Blindstrom und der damit verbundene Spannungsabfall reduziert. Zusammen mit der getroffenen Annahme, dass EZA vom Typ 2 bereits bei Spannungen unter 90 % der Nennspannung in den Fehlermodus umschalten, kann gerade in Verteilungsnetzen die an Umspannwerken im Außenbereich eines Spannungstrichters im Übertragungsnetz angeschlossen sind, die Spannung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene durch diese „indirekte“ Spannungsstützung über den kritischen Abschaltwert von 80 % U_N angehoben werden.

Ausgehend von dem identifizierten Effekt einer „indirekten“ Spannungsstützung, ließe sich die zu Beginn abgeleitete Empfehlung stützen, nach der die Einführung einer Mindestanforderung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz zur Erbringung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung ausreichend wäre. Zur effektiven Nutzung dieses Effekts müsste eine zusätzliche Anforderung hinsichtlich eines ausreichend schnellen Verhaltens der „eingeschränkten“ DNS eingeführt werden.

Mit Blick auf den Zeitraum nach Fehlerklärung und vor der vollständigen Wiederkehr der Wirkleistung der am Netz verbliebenen EZA sind in dem vorliegenden Betriebsfall deutliche Unterschiede im Wirkleistungsdefizit zwischen einer „eingeschränkten“ und einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung festzustellen. Aufgrund der höheren EZA-Einspeisung vor Fehlereintritt, ist dieser Zeitraum mit ca. 4 Sekunden doppelt so lang wie im Betriebsfall 1. Im Gegensatz zu Betriebsfall 1 zeigt die Kurve für die Variante ohne dynamische Netzstützung bereits direkt nach Fehlerklärung das größte und, wie erwartet, die „vollständige“ DNS mit kombinierter Blind-/Wirkstromeinspeisung das geringste Wirkleistungsdefizit. Ob die in diesem Betriebsfall auftretenden Unterschiede in dem vorübergehenden Wirkleistungsdefizit eine Gefahr für die Frequenzstabilität darstellt, hängt wiederum von der Trägheit oder den Reserven im Verbundnetz ab. Wenn anzunehmen ist, dass EZA-Einspeisung die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken in einem vergleichbaren Betriebsfall weitgehend ersetzen würde und EZA keinen Beitrag zur Bereitstellung von Trägheit oder Reserven liefern würden, sollte tendenziell von EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz die Erbringung einer „vollständigen“ Netzstützung verlangt werden.



(a) Simulationsergebnisse



(b) betrachtete Varianten

Abb. 26: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 3 (untererregter Betrieb von EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstromeinspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstromeinspeisung

5.1.4. Zusammenfassende Darstellung

Abb. 27 fasst die Größenordnung der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt, für den Ausbauzustand 2022 differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall zusammen. Betrachtet wird der Basisfall mit einer nur durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene und einem gemischten Lastmodell. Zu Vergleichszwecken wird in der jeweils linken Spalte die momentane EZA-Einspeisung vor Eintritt des Fehlers für jeden Betriebsfall dargestellt.

Aus dieser Darstellung wird noch einmal deutlich, dass es gerade bei sehr hoher Einspeisung aus PV-Anlagen im Niederspannungsnetz (Betriebsfall 3) zu einem erheblichen Ausfall an momentaner EZA-Einspeisung nach Fehlerklärung kommen kann. Zusätzlich wird deutlich, dass für das hier untersuchte Elektrizitätsversorgungssystem mit Mustercharakter und die gewählten Betriebsfälle kein Unterschied zwischen der „vollständigen“ dynamischen Netzstützung mit reiner Blindstromeinspeisung und der mit einer kombinierten Blind-/Wirkstromeinspeisung in Abhängigkeit des Netzimpedanzwinkels am Netzanschlusspunkt besteht. Der Vorteil einer „vollständigen“ gegenüber einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung kommt unter den getroffenen Annahmen insbesondere im Betriebsfall 2 zum Tragen.

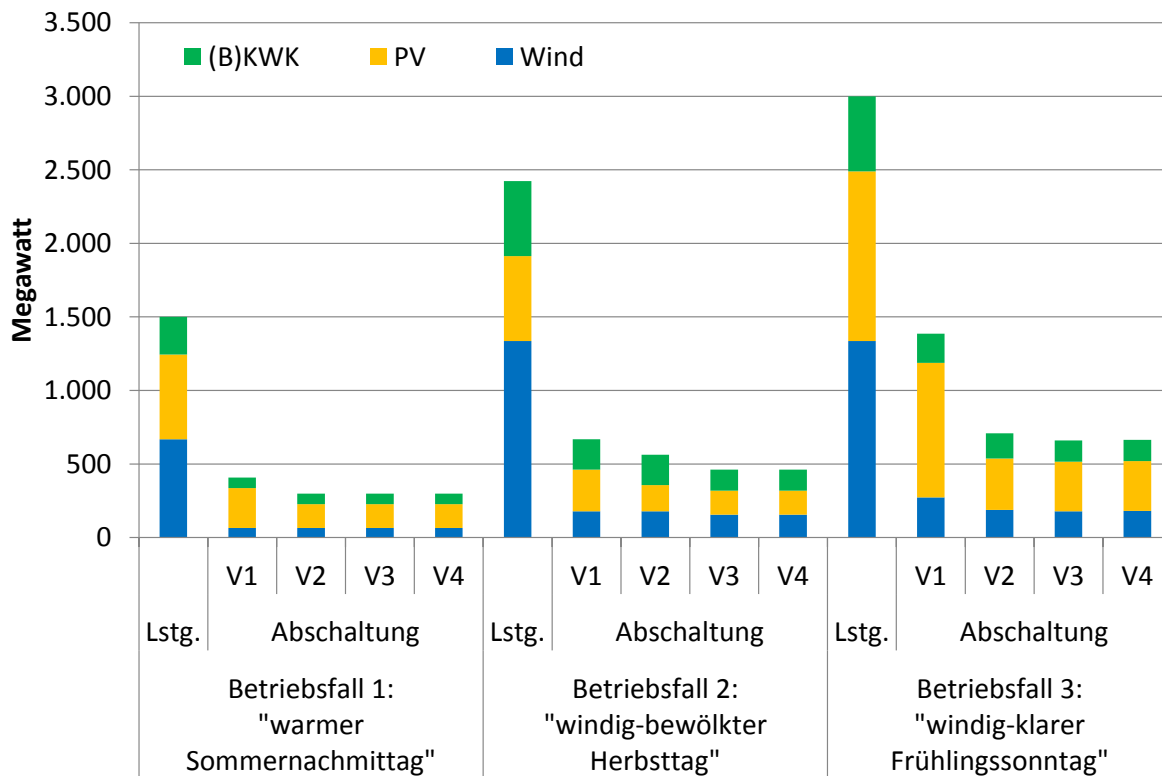


Abb. 27: Größenordnung der eingespeisten EZA-Leistung (linke Spalte) und der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt für den Ausbauzustand 2022, differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von EZA am NS-Netz im Fehlerfall, Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell

5.2. Zieljahr 2022: Alternativfall – vollständige DNS durch alle EZA in MS-Ebene

5.2.1. Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last

Abb. 28a zeigt die zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „windig-bewölkten Herbstsonntag“ (Betriebsfall 2). Betrachtet wird der Alternativfall mit einer vollständigen dynamischen Netzstützung auf der MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen, d. h. auch denen innerhalb eines MS-Netzstrangs, und einem gemischtem Lastmodell. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (s. Abb. 28b).

Die Ergebnisse bestätigen die aus den Basisfällen abgeleiteten Erkenntnisse. Darüber hinaus zeigen sich für diesen Betriebsfall geringfügige Verbesserungen in der momentanen EZA-Leistung die sich bei einem Fehler im Übertragungsnetz trennt von minus 6 %, wenn auch die innerhalb eines MS-Netzstrangs angeschlossenen EZA-Neuanlagen eine „vollständige“ dynamische Netzstützung erbringen würden. Aus den vorliegenden Ergebnissen wird daher zunächst einmal die Empfehlung abgeleitet, eine Mindestanforderung an EZA-Neuanlagen im

Niederspannungsnetz zur Erbringung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung einzuführen.

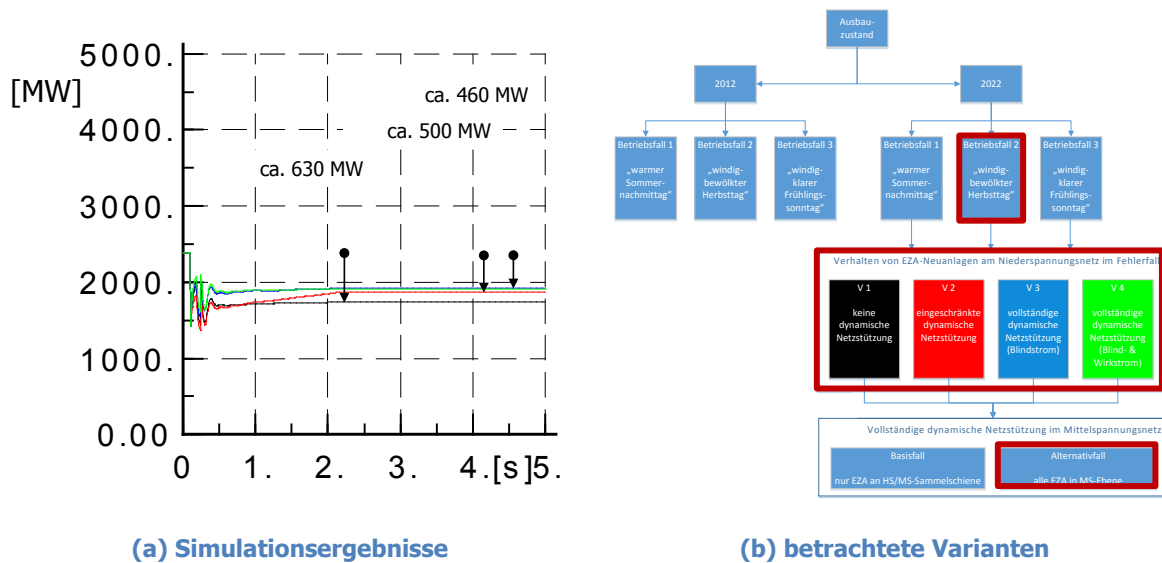


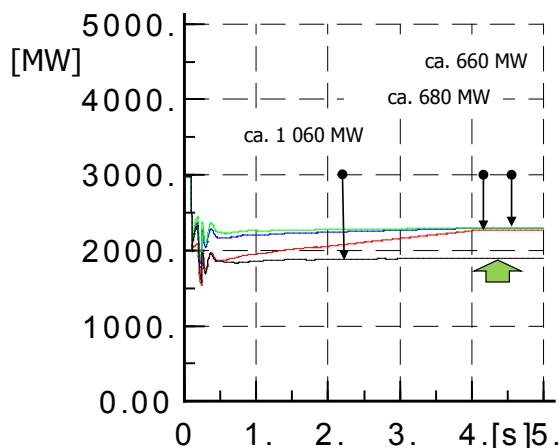
Abb. 28: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell;

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstromeinspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstromeinspeisung

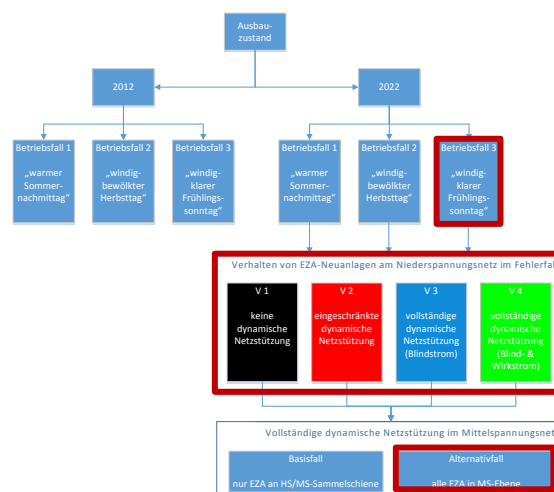
5.2.2. Betriebsfall 3 – hohe EZA-Einspeisung / niedrige Last

Abb. 29a zeigt die zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „windig-klaren Frühlingssonntag“ (Betriebsfall 3). Betrachtet wird der Alternativfall mit einer vollständigen dynamischen Netzstützung auf der MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen, d. h. auch denen innerhalb eines MS-Netzstrangs, und einem gemischten Lastmodell. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall (s. Abb. 29b).

Die Ergebnisse bestätigen die aus den Basisfällen abgeleiteten Erkenntnisse. Im Vergleich zu der im vorangehenden Abschnitt nur geringfügigen Verbesserungen in der momentanen EZA-Leistung die sich bei einem Fehler im Übertragungsnetz trennt, reduziert sich diese im vorliegenden Betriebsfall in der Variante ohne dynamische Netzstützung deutlich um rd. 24 % auf 1 060 MW wenn auch die innerhalb eines MS-Netzstrangs angeschlossenen EZA-Neuanlagen eine „vollständige“ dynamische Netzstützung erbringen würden. Vor dem Hintergrund der Unsicherheit darüber, zu welchem Zeitpunkt die Empfehlung einer Mindestanforderung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung umgesetzt werden kann, wird ausgehend von diesen Ergebnissen die Empfehlung abgeleitet, eine „vollständige“ dynamische Netzstützung bei allen EZA-Neuanlagen zu aktivieren, die im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Darüber hinaus sollte dies auch bei möglichst vielen EZA-Bestandsanlagen im Mittelspannungsnetz angestrebt werden, die gemäß der Netzanschlussregeln hierzu in der Lage sind.



(a) Simulationsergebnisse



(b) betrachtete Varianten

Abb. 29: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 3 (untererregter Betrieb von EZA), Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell;

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstromeinspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstromeinspeisung

5.2.3. Zusammenfassende Darstellung

Abb. 30 fasst die Größenordnung der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt, für den Ausbauzustand 2022 differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall zusammen. Betrachtet wird der Alternativfall mit einer sowohl durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene als auch durch EZA im MS-Netzstrang bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene und einem gemischten Lastmodell. Zu Vergleichszwecken wird in der jeweils linken Spalte die momentane EZA-Einspeisung vor Eintritt des Fehlers für jeden Betriebsfall dargestellt.

Aus dieser Darstellung wird noch einmal deutlich, dass für das hier untersuchte Elektrizitätsversorgungssystem mit Mustercharakter eine Erweiterung der „vollständigen“ dynamischen Netzstützung auf EZA-Neuanlagen im MS-Netzstrang gerade bei sehr hoher Einspeisung aus PV-Anlagen im Niederspannungsnetz (Betriebsfall 3) in der Variante ohne dynamische Netzstützung eine erhebliche Reduzierung des Ausfalls an momentaner EZA-Einspeisung nach Fehlerklärung erzielen kann.

Vor dem Hintergrund der Unsicherheit darüber, zu welchem Zeitpunkt die Empfehlung einer Mindestanforderung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung umgesetzt werden kann, wird deshalb empfohlen, eine „vollständige“ dynamische Netzstützung allen EZA-Neuanlagen zu aktivieren, die im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Darüber hinaus sollte dies auch bei möglichst vielen EZA-Bestandsanlagen im Mittelspannungsnetz angestrebt werden, die gemäß der Netzanschlussregeln hierzu in der Lage sind.

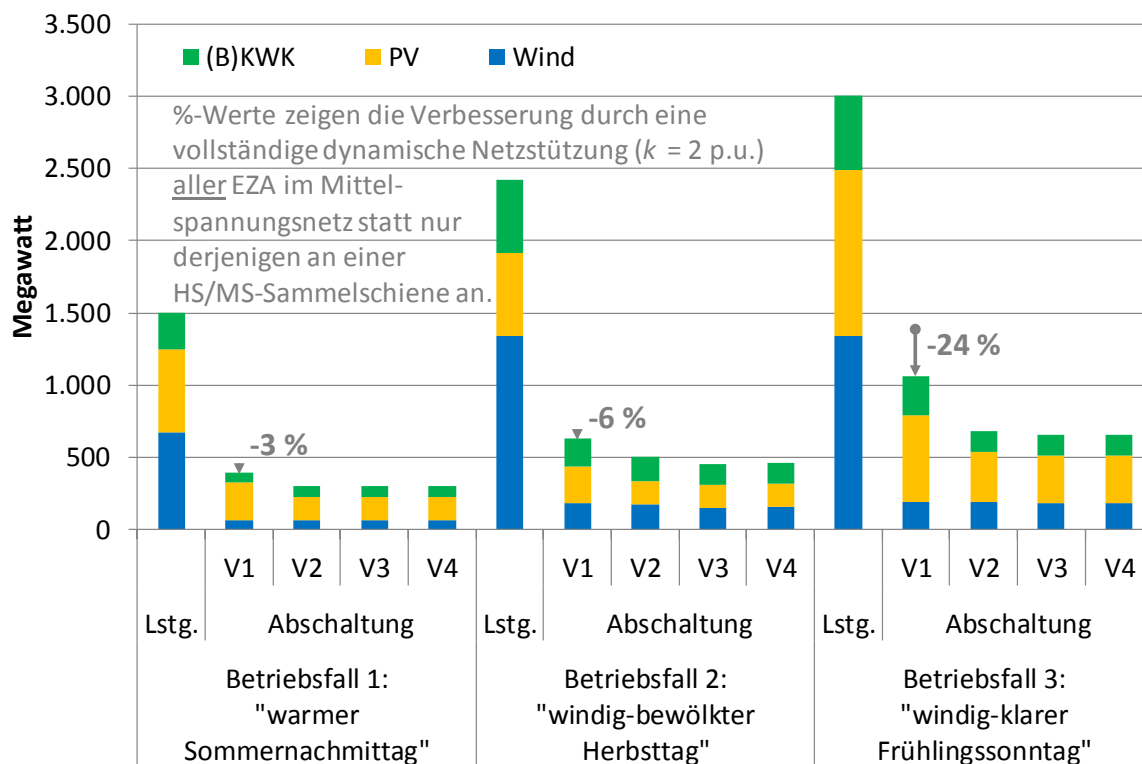


Abb. 30: Größenordnung der eingespeisten EZA-Leistung (linke Spalte) und der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt für den Ausbauzustand 2022, differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von EZA am NS-Netz im Fehlerfall, Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell

5.3. Zieljahr 2022: Basisfall – statisches Lastmodell

5.3.1. Betriebsfall 2 – niedrige PV-Einspeisung / hohe Wind & (B)KWK-Einspeisung / hohe Last

Abb. 31 zeigt einen Vergleich der zeitlichen Verläufe der gesamten momentanen EZA-Einspeisung für den Netzausbauzustand im Zieljahr 2022 und den „windig-bewölkten Herbstsonntag“ (Betriebsfall 2) zwischen einem (a) statischem und (b) gemischtem Lastmodell. Betrachtet wird der Basisfall mit einer nur durch EZA an der HS/MS-Sammelschiene bereitgestellten vollständigen dynamischen Netzstützung auf MS-Ebene. Die farblich voneinander differenzierten Kurven repräsentieren die vier Varianten hinsichtlich des Verhaltens von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall.

Die Ergebnisse bestätigen die aus den Basisfällen abgeleiteten Erkenntnisse. Darüber hinaus zeigen sich für die Simulationen mit einem statischem Lastmodell konservativere Ergebnisse hinsichtlich der momentanen EZA-Leistung die sich bei einem Fehler im Übertragungsnetz trennt. Dies war zu erwarten, da dynamische Lasten (z. B. direkt gekoppelte Induktionsmotoren) einen eigenen Kurzschlussstrombeitrag im Fehlerfall liefern und dadurch die Restspannung im Verteilungsnetz tendenziell höher liegt als ohne diesen Beitrag (d. h. bei statischen Lasten). An dieser Stelle soll allein festgehalten werden, dass die für die bislang abgeleiteten Empfehlungen verwendeten Simulationsergebnisse unter Verwendung

eines gemischten Lastmodells tendenziell auf der „optimistischen“ Seite befinden. Dies unterstreicht die Notwendigkeit neuer Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall.

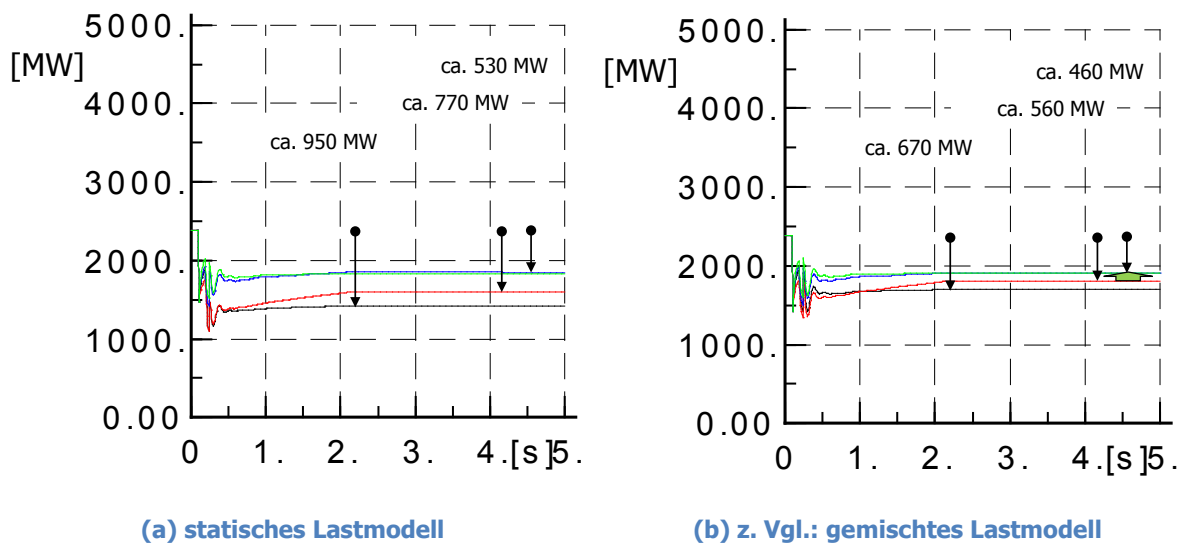


Abb. 31: Vergleich der Ergebnisse für die gesamte Einspeisung aus EZA zwischen (a) statischem und (b) gemischtem Lastmodell, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene);

Legende: — V1: keine DNS in NS; — V2: eingeschränkte DNS in NS; — V3: vollständige DNS in NS – Blindstrom einspeisung; — V4: vollständige DNS in NS – Blind-/Wirkstrom einspeisung

5.4. Zusammenfassung

Es wurden ausgewählte Simulationsergebnisse dargestellt, die für die Beantwortung der Fragestellungen aus der Aufgabenstellung entscheidend sind. Diese legen nahe, dass sich die momentane EZA-Leistung, die durch einen Kurzschluss im Übertragungsnetz getrennt würde, durch die Einführung einer Mindestanforderung an EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz zur Erbringung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung zugunsten der Systemstabilität signifikant verringern würde. Für diese Art einer dynamischen Netzstützung weisen die Simulationsergebnisse bei hoher Einspeisung und „untererregtem“ Betrieb der EZA vor Fehlereintritt außerdem auf den Effekt einer „indirekten“ Spannungsstützung hin. Dieser ließe sich durch die Einführung zusätzlicher Anforderungen hinsichtlich eines ausreichend schnellen Verhaltens der „eingeschränkten“ DNS nutzen, um EZA-Bestandsanlagen, die keine dynamische Netzstützung erbringen können und sich im Außenbereich eines Spannungstrichters befinden, am Netz zu behalten.

Mit Blick auf die dynamische Netzstützung im Mittelspannungsnetz konnte gezeigt werden, dass sich die momentane EZA-Leistung, die sich bei einem Fehler im Übertragungsnetz trennt, gerade bei sehr hoher Einspeisung aus PV-Anlagen im Niederspannungsnetz (Betriebsfall 3) in der Variante ohne dynamische Netzstützung deutlich reduzieren ließe, wenn zusätzlich zu EZA an der HS/MS-Sammelschiene auch alle innerhalb eines MS-Netzstrangs angeschlossenen EZA eine „vollständige“ dynamische Netzstützung erbringen würden.

Vor dem Hintergrund der Unsicherheit darüber, zu welchem Zeitpunkt die Empfehlung einer Mindestanforderung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung umgesetzt werden kann, wird deshalb empfohlen, eine „vollständige“ dynamische Netzstützung bei möglichst vielen EZA-Bestandsanlagen und EZA-Neuanlagen zu aktivieren, die im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind und die Fähigkeit hierzu haben.

Abschließend wird festgehalten, dass die abgeleiteten Empfehlungen auf Simulationsergebnissen aufbauen, zu deren Gewinnung ein gemischtes Lastmodell verwendet wurde. Sollte dagegen der Anteil statischer Lasten in bestimmten Netzbereichen höher sein als hier angenommen, wäre die Notwendigkeit neuer Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall von umso größerer Bedeutung für die Gewährleistung der Systemstabilität.

6. Weitere Erkenntnisse

6.1. Qualitative Überlegungen zu unsymmetrischen Fehlern

Die vorangehend dargestellten Simulationen des Verhaltens im Fehlerfall anhand eines Elektrizitätsversorgungssystems mit Mustercharakter beschränkten sich auf 3-polige, symmetrische Kurzschlüsse im Übertragungsnetz. Gemäß der FNN-Störungsstatistik sind sowohl 1-polige als auch die verschiedenen Varianten von 2-poligen Kurzschlüssen die weitaus häufiger auftretenden Fehlertypen im Übertragungsnetz [48]. Für diese Fehlervarianten gilt gleichermaßen, dass eine Kurzunterbrechung mit automatischer Wiedereinschaltung (KU/AWE) durchgeführt wird, wodurch der ausgelöste Spannungseinbruch üblicherweise innerhalb von 0,15–1,0 Sekunden behoben wird.

Für die Betrachtung der Ausbreitung unsymmetrischer Spannungseinbrüche über die Umspannebenen sind die Transformatorschaltungsgruppen der HöS/HS-, HS/MS- und MS/NS-Ebenen zu betrachten. Beispielsweise würden 2-polige Kurzschlüsse mit und ohne Erdberührung im Übertragungsnetz bei der Ausbreitung über Transformatoren mit Yd-Schaltungsgruppen zu einem Abfall der Spannung in einem Leiter auf der Niederspannungsebene auf Null führen und würden damit voraussichtlich zur Trennung größerer Mengen momentaner EZA-Einspeisung führen als dies durch 1-polige Erdschlüsse im Übertragungsnetz der Fall wäre. In Deutschland werden zwischen den Spannungsebenen 10 bzw. 20 kV und 0.4 kV allerdings Dy-Transformatoren verwendet.

Aufgrund der ODER-Verknüpfung der EZA-Unterspannungsschutzeinrichtung sind 2-polige Kurzschlüsse mit und ohne Erdberührung auf den ersten Blick ähnlich kritisch zu betrachten. Weil aber der 2-polige Kurzschluss mit Erdberührung zu einem stärkeren Spannungsabfall in den zwei anderen Leitern führt als dies beim 2-poligen Kurzschluss ohne Erdberührung der Fall wäre (0.58 p.u. statt 0.87 p.u.), kann festgehalten werden, dass 2-polige Kurzschlüsse mit Erdberührung die—nach 3-poligen Kurzschlüssen—kritischsten Fehlerfälle sind. Vor diesem Hintergrund sollten die Anforderungen an eine dynamische Netzstützung gleichermaßen für symmetrische wie auch unsymmetrische Spannungseinbrüche gelten.

Für Erzeugungsanlagen bis zu einer Leistung von $3 \times (S_{E_{\max}} \leq 4,6 \text{ kVA})$ gilt, dass diese auch einphasig angeschlossen werden dürfen. Zwar ist eine symmetrische Verteilung auf die Außenleiter grundsätzlich erforderlich, in der Praxis ist diese Anforderung jedoch nicht immer gewährleistet. Würden sich diese einphasig angeschlossenen Erzeugungsanlagen über eine „eingeschränkte“ hinaus auch an einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung beteiligen—wie dies auf Basis der Simulationsergebnisse tendenziell für EZA vom Typ 2 empfohlen wird—, wäre die Kurzschlussstrom-Einspeisung durch einphasig angeschlossene Erzeugungsanlagen nicht eindeutig definiert. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, dass

diese einphasig angeschlossene Erzeugungsanlagen nur eine „eingeschränkte“ dynamische Netzstützung durchführen sollten.

Weiterhin kann ausgeführt werden, dass Wechselrichter dominierte Netze, in denen keine Elemente mit einer Gegensystemimpedanz vorhanden wären, auch keine Ausbreitung von symmetrisch eingespeisten Kurzschlussströmen durch dreiphasig angeschlossene Erzeugungsanlagen im Falle einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung erlauben würden. Dies hätte einerseits negative Auswirkungen auf die Erkennung von Netzfehlern und würde andererseits die Gefahr von Überspannungen in den gesunden Leitern bergen. Auch wenn die Zukunftsszenarien für das Zieljahr 2022 nicht auf eine zeitweise Versorgung des Verbundnetzes mit ausschließlich Wechselrichter-basierenden Erzeugungsanlagen hinweisen, wird mit Blick auf einen zuverlässigen (Inselnetz-)Betrieb von Verteilungsnetzen empfohlen, dass *dreiphasig* ausgeführte Erzeugungsanlagen die sich an einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung beteiligen würden, diese auch in Form einer unsymmetrischen Einspeisung eines Kurzschlussstroms erbringen sollten. Für eine Spezifikation der Einspeisung eines Kurzschlussstroms im Mit- und Gegensystem wird auf den Entwurf der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 verwiesen [33]. Weitere Untersuchungen zu diesem Thema sollten in der geplanten Studie zur Inselnetzerkennung vorgenommen werden.

6.2. Zu erwartende Auswirkungen auf den Netzschutz im Nieder- und Mittelspannungsnetz

Eine Anpassung der Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall zieht voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Funktionsweise des Netzschutzes im Nieder- und Mittelspannungsnetz nach sich. Dies liegt in den relativ einfachen, heute innerhalb von Verteilungsnetzen eingesetzten Schutzkonzepten begründet:

- Überstromschutzrelais: Einsatz im Strahlennetz mit Kabeln, zeitkoordiniert für selektive Entstörung
- Richtungsschutzrelais: Einsatz im Ringnetz/Maschennetz, für selektive Entstörung

Der Einsatz von Überstromschutzrelais ohne die Kombination mit Richtungsschutzrelais setzt für eine selektive Entstörung voraus, dass Fehler innerhalb des Verteilungsnetzes ausschließlich durch Quellen außerhalb des betroffenen Netzabschnitts gespeist werden. Würden sich Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz dagegen an einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung beteiligen, so kann es bei generatornahen Fehlern (d. h. Spannungseinbrüchen mit einer Restspannung von weniger als 60 % U_N) möglicherweise zu den in Abb. 32 schematisch dargestellten Effekten wie Abschirmung oder Fehlentstörung kommen:

- Bei einer *Abschirmung* (blinding) würde der Netzfehlerstrom durch den Beitrag von (insbesondere Typ 1) Erzeugungsanlagen zum Fehlerstrom so stark reduziert, dass der Überstromschutz des Abzweigs fälschlicherweise nicht auslösen würde (siehe Abb. 32a).

- Bei einer *Fehlentstörung* (false tripping) würde der Fehlerstrom-Beitrag von (insbesondere Typ 1) Erzeugungsanlagen, die an einen benachbarten Netzstrang der gleichen Sammelschiene angeschlossen sind, den Überstromschutz des gesunden Netzstranges auslösen, wodurch dieser fälschlicherweise getrennt würde (siehe Abb. 32b).

Durch die hohe Stromüberlastbarkeit von Erzeugungsanlagen mit direkt gekoppeltem Synchrongenerator und deren geringeren Möglichkeit zur Beeinflussung des eingespeisten Kurzschlussstroms würde sich eine dynamische Netzstützung durch diese Anlagen weitaus schwerwiegender auf das Netzschutzkonzept auswirken als dies bei Erzeugungsanlagen mit Wechselrichter der Fall wäre.

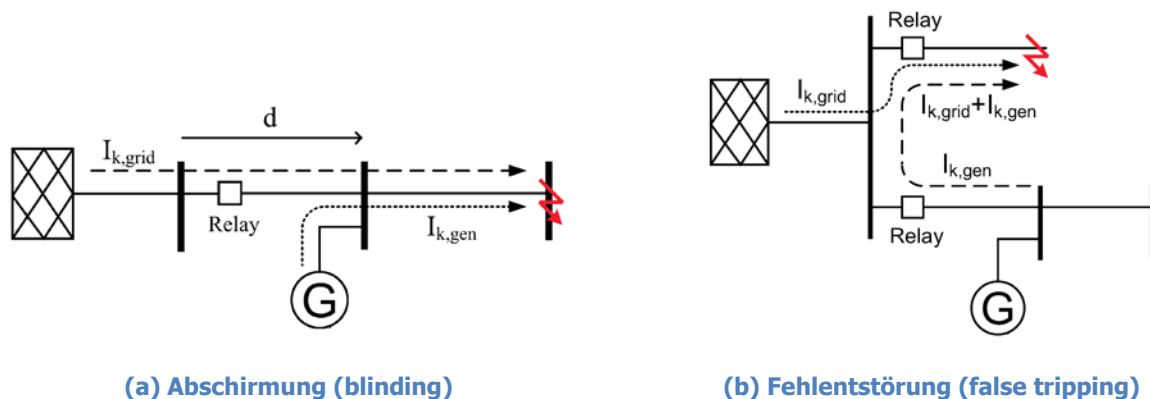


Abb. 32: Schematische Darstellung möglicher Auswirkungen einer dynamischen Netzstützung auf den Netzschutz im Verteilungsnetz [49]

Darüber hinaus können durch eine „vollständige“ dynamische Netzstützung von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz folgende Probleme mit einer automatischen Wiedereinschaltung entstehen, die häufig im Strahlennetz mit Freileitungen für vorübergehende Störungen eingesetzt wird:

- Die Koordination zwischen verschiedenen Wiedereinschaltern sowie zwischen Wiedereinschaltern und Sicherungen wird erschwert.
- Bemessungsgrenzen von Wiedereinschaltern können überschritten werden.
- Gefahr eines Inselnetzbetriebs nach Trennung des fehlerbehafteten Netzteils und gleichzeitiger Einspeisung aus EZA im getrennten Netzteil (deshalb Inselnetzerkennung notwendig).
- Synchrongeneratoren können während des Wiedersynchronisierens eines Inselnetzes ihre Stabilität verlieren.

Abhilfemaßnahmen für einige der genannten Probleme wäre beispielsweise die großflächige Nutzung der heute auf einen Einsatz im 380 kV und 110 kV-Maschennetz und in Umspannwerken beschränkten Differentialschutzrelais welche die Strombilanz an geschützten Elementen überwachen. Es wird vermutet, dass die mit einer solchen Umstellung verbundenen Kosten sehr hoch sein würden.

Aus den dargestellten Gründen wird empfohlen, dass Erzeugungsanlagen vom Typ 1 eine dynamische Netzstützung zunächst nur bei Spannungseinbrüchen oberhalb von 60 % U_N erbringen sollten. Eine dynamische Netzstützung für generatornahe Fehler, d. h. unterhalb dieses Spannungswerts erscheint aus Sicht des Netzschutzes nicht möglich zu sein.

Weitere Untersuchungen zu diesem Thema waren nicht Bestandteil der Aufgabenstellung der vorliegenden Studie und sollten in der geplanten Studie zur Inselnetzerkennung näher betrachtet werden.

6.3. Zu erwartende Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung durch EZA im Nieder- und Mittelspannungsnetz

Eine Anpassung der Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall zieht voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Inselnetzerkennung durch Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz nach sich. Abb. 33 zeigt eine Übersicht über Verfahren zur Inselnetzerkennung (INE) wie sie heute üblich sind und welche neuen Möglichkeiten für eine zukünftige INE geprüft werden müssten.

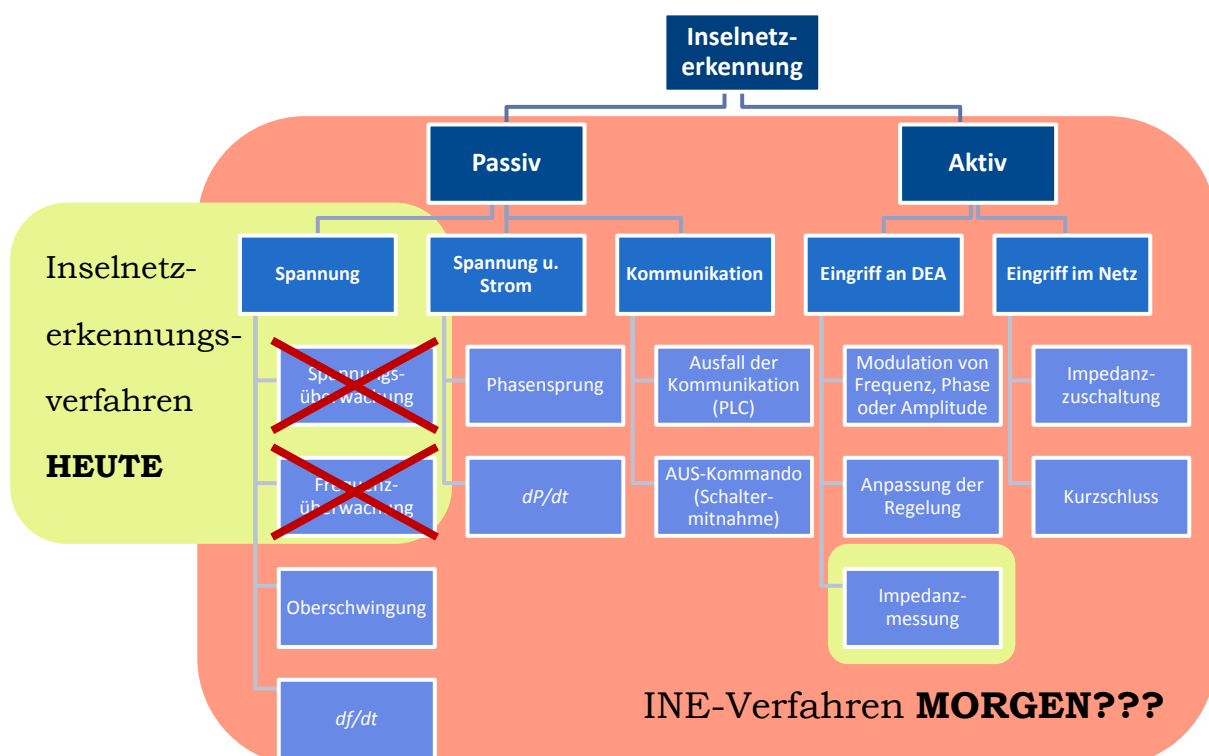


Abb. 33: Übersicht über Verfahren zur Inselnetzerkennung—Status Quo und zukünftige Möglichkeiten; Quelle für Klassifizierung: [50]

Dem Status Quo nach erkennen Erzeugungsanlagen Inselnetzsituationen anhand von Spannungsabweichungen oder Frequenzabweichungen sowie, in eingeschränktem Maße, durch eine Messung der Netzimpedanz am Verknüpfungspunkt. Aufgrund der Anpassungen der Frequenzschutzeinstellungen im Zuge der Überwindung der sog. „50,2 Hz-Problematik“ fällt das Kriterium der Frequenzüberwachung in Zukunft weg. Würden—wie in der vorliegenden Studie vorgeschlagen—Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz in Zukunft auch eine dynamische Netzstützung erbringen müssen, fiel zusätzlich das Kriterium der Spannungsüberwachung weg. Damit bliebe allein die Messung der Netzimpedanz für die Inselnetzerkennung übrig. Würden Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz allerdings über eine „eingeschränkte“ hinaus auch eine „vollständige“ dynamische Netzstützung erbringen, so könnte dies möglicherweise auch die Zuverlässigkeit dieses Verfahrens verringern.

Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, ein unter möglichst vielen Netzsituationen und bei sehr hohem Anteil an Erzeugungsanlagen robustes Inselnetzerkennungsverfahren zu identifizieren und zu validieren. Diese Aufgabe wird dadurch erschwert, dass jedes einzelne der in Abb. 33 dargestellten Verfahren spezifische Vor- und Nachteile hat die es gegeneinander abzuwägen gilt. Dies war nicht Bestandteil der Aufgabenstellung der vorliegenden Studie und wird in der geplanten Studie zur Inselnetzerkennung näher untersucht werden.

7. Anforderungen an EZA am Niederspannungsnetz & Realisierbarkeit

Im Kapitel 2.3 wurde bereits auf die Unterschiede zwischen Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und den verschiedenen Varianten des Typs 2 eingegangen. Aufgrund der großen Unterschiede im dynamischen Verhalten dieser Typ 2-Varianten könnte erwogen werden, Typ 2 auf EZA mit Wechselrichter zu beschränken und einen neuen Typ 3 für EZA mit Asynchrongeneratoren oder Lineargeneratoren einzuführen (s. Abb. 34). Das vorliegende Kapitel folgt dieser neuen Systematik.

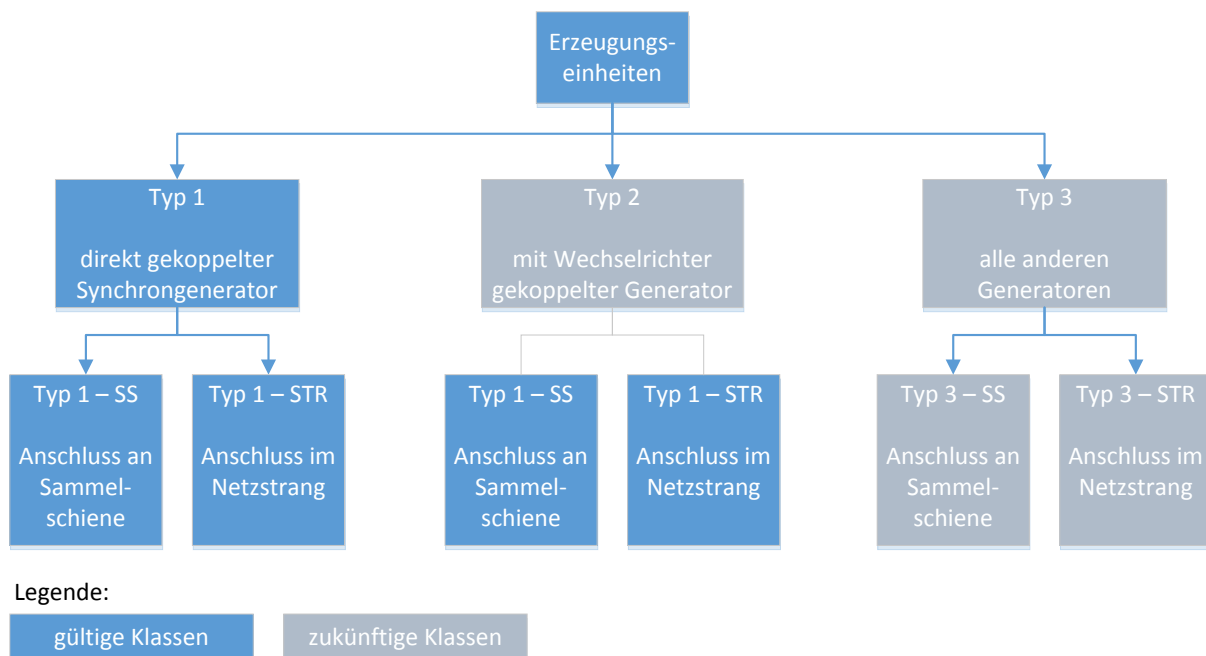


Abb. 34: Vorgeschlagene Klassifizierung von Erzeugungseinheiten/-anlagen mit Änderungen in Typ 2 und Erweiterung um einen möglichen Typ 3

7.1. EZA vom Typ 1: direkt gekoppelte Synchrongeneratoren 2

7.1.1. Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen

Das Verhalten von Typ 1 EZA (Synchrongeneratoren) wird weitgehend durch die Auslegungsparameter des Generators bestimmt (d. h. Massenträgheitsmoment, Reaktanzen etc.). Die Regler für Erregerspannung und Antriebsmoment entfalten aufgrund der magnetischen Trägheit der Maschine erst nach Fehlerende eine Wirkung [51]. Diese Anlagen

besitzen eine hohe Überlastbarkeit (bis zum 8-fachen des Nennstroms [18]), die sich grundsätzlich positiv auf die Stützung der Netzspannung während des Spannungseinbruchs auswirkt. Das Verhalten ist nichtlinear und kann durch Sättigungseffekte beeinflusst werden. Wenn EZA vom Typ 1 bei Spannungseinbrüchen nicht durch ein Unterspannungsrelais vom Netz getrennt werden, führen sie stets eine „vollständige“ dynamische Netzstützung durch, d. h. sie speisen in jedem Fall einen Kurzschlussstrom in das Netz ein.

Die Dauer eines Spannungseinbruchs mit einer bestimmten Tiefe, die EZA vom Typ 1 durchfahren können, wird durch den Verlust der transienten Stabilität beschränkt. Dies kann insbesondere für Anlagen am Niederspannungsnetz eine Einschränkung sein, da es sich hierbei um Anlagen kleiner Leistung und kompakter Bauweise handelt. Dadurch besitzen diese Anlagen ein sehr viel kleineres Massenträgheitsmoment als Generatoren in Großkraftwerken (s. Tabelle 9). Daraus folgt, dass EZA vom Typ 1 am Niederspannungsnetz ihre Stabilität rund 2-5 Mal schneller verlieren können als Großkraftwerke und 1-3 Mal schneller als EZA am Mittelspannungsnetz. Abb. 35 zeigt die Ergebnisse einer vereinfachten analytischen Berechnung der Stabilität von Typ 1 Erzeugungsanlagen am Beispiel einer Anlage mit 140 kW Nennleistung und einem induktiven Fehler mit einer Restspannung von 30 % U_N an der Generatorklemme. Die hier betrachtete EZA ist unter den getroffenen Annahmen „gerade noch“ stabil für Fehler mit einer Länge von 150 ms. Erzeugungsanlagen vom Typ 1 mit einer kleineren Leistung würden ohne zusätzliche Maßnahmen instabil werden.

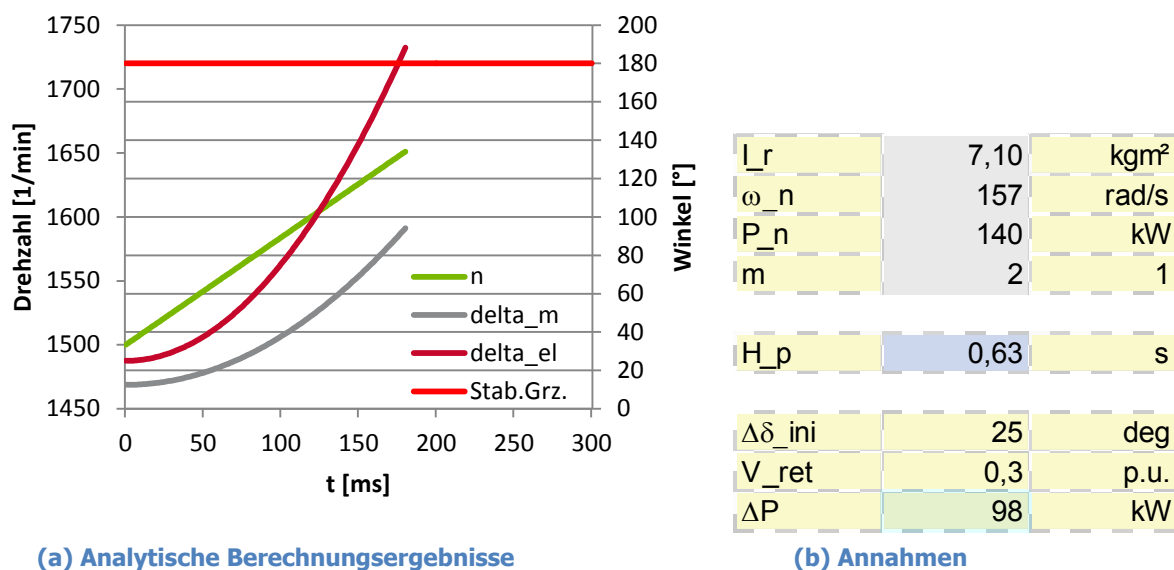


Abb. 35: Stabilität von Typ 1 Erzeugungsanlagen am Beispiel einer Anlage mit 140 kW Nennleistung und einem induktiven Fehler mit einer Restspannung von 30 % U_N an der Generatorklemme

Es gibt verschiedene Möglichkeiten zur Vermeidung von Instabilität, die aber üblicherweise mit hohen Kosten verbunden sind [52]:

- Erhöhung der Trägheitskonstante (Dimensionen, Masse)
- Entkopplung durch Wechselrichter mit Bemessungsscheinleistung

Vor diesem Hintergrund wird der Aufwand für die Erfüllung einer dynamischen Netzstützung durch Erzeugungsanlagen vom Typ 1 mit „hoch“ bewertet.

Darüber hinaus wird als nachteilig gewertet, dass EZA vom Typ 1 nach Fehlerklärung unter bestimmten Bedingungen über einen Zeitraum von 0,5–1,0 s Blindleistung beziehen, die sogar den Blindleistungsbezug vor Fehlereintritt kurzzeitig übersteigen kann. Gemäß den Netzanschlussregeln und Prüfrichtlinien (z. B. [53]) übersteigt der Mittelwert der nach Fehlerklärung bezogenen Blindleistung den Vorfehlerwert allerdings nicht. Eine hohe Blindleistungsaufnahme nach Fehlerklärung kann bei hohen EZA-Durchdringungsgraden lokal zu einer verzögerten Spannungswiederkehr und damit ggf. zur Abschaltung weiterer EZA ohne eingeschränkter Netzstützung führen.

Tabelle 9: Typische Werte für Leistungsbereich und Massenträgheitskonstante H_S von EZA vom Typ 1

EZA am	Leistungsbereich	Massenträgheitskonstante H_S
HöS/HS-Netz	> 100 MW	2,5 – 10 s
MS-Netz	400 kW – 20 MW	0,2 – 3,8 s
NS-Netz	10 – 230 kW	0,10 – 0,20 s

7.1.2. Empfohlene Anforderungen

Der Anteil von EZA vom Typ 1 an der gesamten installierten Leistung aus EZA scheint auch in Zukunft voraussichtlich bei nur ca. 10–20 % zu liegen. Ausgehend von den im vorigen Abschnitt dargestellten Gründen, wird daher empfohlen, von EZA vom Typ 1 zunächst nur eine dynamische Netzstützung für „geringe“ Spannungseinbrüche (generatorferne Fehler) einzufordern. Diese Empfehlung sollte nach 2-3 Jahren erneut übergeprüft und ggf. angepasst werden.

Durch dieses Vorgehen ließen sich negative Auswirkungen auf den bestehenden Netzschutz im Nieder- und Mittelspannungsnetz ohne eine Gefährdung der Systemstabilität vermeiden.

Der Spannungswert unterhalb dem sich EZA vom Typ 1 auch in Zukunft vom Netz trennen dürften, wird auf 60-80 % U_N abgeschätzt. Abb. 36 stellt einen Vorschlag für eine FRT-Kurve für EZA vom Typ 1 dar und vergleicht diesen mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit. Gemäß dem dargestellten Vorschlag, müssten EZA vom Typ 1 in Zukunft Spannungseinbrüche, die durch entfernte Fehler im Übertragungsnetz entstehen, bis zu einer Restspannung von 60 % U_N durchfahren.

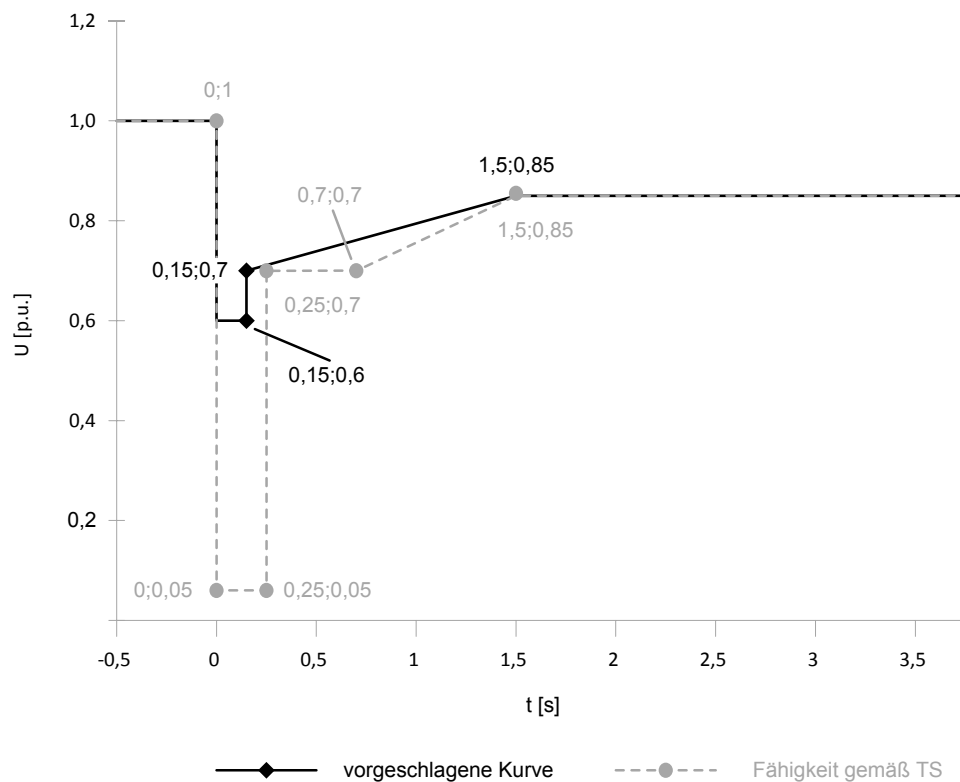


Abb. 36: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 1 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutralleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung

7.2. EZA vom Typ 2: über Wechselrichter gekoppelte Generatoren 2

7.2.1. Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen

Erzeugungsanlagen vom Typ 2, in denen ein Wechselrichter eingesetzt wird (Vollumrichter, doppelt gespeister Asynchrongenerator), sind sehr flexibel und schnell steuerbar. Bei diesen Anlagen lässt sich das Verhalten im Fehlerfall den Anforderungen des jeweiligen Verteilungsnetzbetreibers nach mit großen Freiheitsgraden einstellen. So können diese Anlagen sowohl eine „eingeschränkte“ (reines Fehlerdurchfahren) als auch eine „vollständige“ dynamische Netzstützung (mit Kurzschlussstromspeisung) durchführen.

Vor diesem Hintergrund wird der Aufwand für die Erfüllung einer eingeschränkten sowie einer vollständigen dynamischen Netzstützung durch Erzeugungsanlagen vom Typ 2, in denen ein Wechselrichter eingesetzt wird, mit „mittel“ bis „gering“ bewertet.

Der spannungsstützende Effekt wird jedoch durch die geringe Überlastbarkeit von Wechselrichter gekoppelten EZA insbesondere bei generatornahen Fehlern eingeschränkt (Strombegrenzung auf das 1,0–1,2-fache des Nennstroms). Für generatorferne Fehler lässt sich die Spannung dagegen teilweise effektiver stützen als mit EZA vom Typ 1, indem ein hoher Wert für den Verstärkungsfaktor der Blindstromstütze gewählt wird ($k > 2$ p.u.). An

den Auslegungsgrenzen von Typ 2 EZA treten hohe Nichtlinearitäten auf. Eine Überdimensionierung des Wechselrichters zur Erhöhung der Spannungsstützung für generatornahe Fehler wäre mit hohen Kosten verbunden.

7.2.2. Empfohlene Anforderungen

Der Anteil von EZA vom Typ 2 an der gesamten installierten Leistung aus EZA liegt in Zukunft voraussichtlich weiterhin bei ca. 90 %. Vor dem Hintergrund der gewonnenen Ergebnisse aus der Modellierung des Elektrizitätsversorgungssystems mit Mustercharakter und aus der Bewertung, dass der Aufwand nur „mittle“ bis „niedrig“ läge, wird als Mindestanforderung für EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz vom Typ 2 in Zukunft die Erbringung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung oberhalb von 30 % U_N ausdrücklich empfohlen. In jedem Fall sollte das zeitliche Verhalten der Absenkung eines möglichen Blind- und Wirkstroms so gestaltet werden, dass der Effekt einer „indirekten“ Spannungsstützung während des Fehlers bei „untererregtem“ Betrieb vor Fehlereintritt ausgenutzt werden kann.

Darüber hinaus wird tendenziell empfohlen, von *dreiphasig* angeschlossenen EZA-Neuanlagen im Niederspannungsnetz vom Typ 2 auch die Erbringung einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung einzufordern. Dabei sollte bevorzugt die aus der SDLWindV bekannte Kurve für die zusätzliche Blindstromeinspeisung Anwendung finden. Der Verstärkungsfaktor für die zusätzliche Blindstromeinspeisung sollte dabei standardmäßig auf $k = 6$ p.u. eingestellt werden, sofern keine lokalen netztechnischen Gründe dagegen sprechen. Der maximal einzuspeisende Blindstrom sollte mindestens dem Nennstrom ($I_{q,max} = 1.0$ p.u.) entsprechen. Idealerweise sollte eine unsymmetrische Einspeisung eines Kurzschlussstroms im Mit- und Gegensystem möglich sein, wie dies z. B. im Entwurf der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 spezifiziert wird [33].

Es sollte außerdem darauf geachtet werden, dass die Blindstromeinspeisung nach Fehlerklärung über ca. 500 ms weiter aufrechterhalten bleibt, um einen stabilen Übergang in die Nach-Fehlerperiode zu gewährleisten. Möglicherweise wäre auch eine Anpassung der Übergänge vom FRT-Modus in den normalen Betrieb der statischen Spannungshaltung anzupassen. Entweder sollte dies nach Spannungseinbrüchen bereits oberhalb von Spannungswerten zwischen 60-80 % der Nennspannung erfolgen oder durch die Einführung einer Zeitvorgabe von 3–5 s in Anlehnung an die VDE-AR-4120 ergänzt werden.

Abb. 37 stellt einen Vorschlag für eine FRT-Kurve für EZA vom Typ 2 dar und vergleicht diesen mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit. Die Beschränkung der dynamischen Netzstützung auf Spannungseinbrüche oberhalb von 30 % U_N hält die Möglichkeit offen, in Zukunft „aktive“ Verfahren zur Vermeidung einer Inselnetzbildung durch Eingriffe im Verteilungsnetz zu nutzen (siehe dazu auch Abschnitt 8.5).

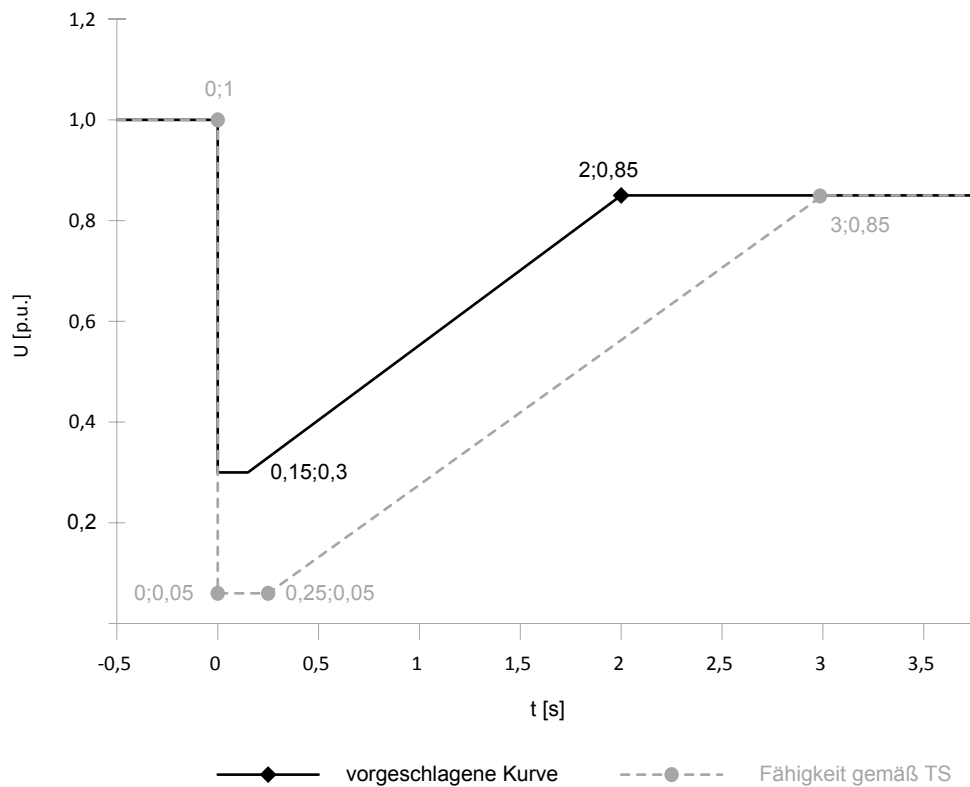


Abb. 37: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 2 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutraleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung

7.3. EZA vom Typ 3: Alle anderen Generatoren

7.3.1. Möglichkeiten zur Erfüllung von Anforderungen

Erzeugungsanlagen vom (möglichen neuen) Typ 3, in denen ein direkt gekoppelter Asynchrongenerator eingesetzt wird, zeigen bei Spannungseinbrüchen ein zu Typ 1 EZA ähnliches Verhalten. Die Überlastbarkeit liegt beim bis zu 6-fachen des Nennstroms [18]. Insbesondere nach Fehlerklärung kann es auch bei diesen EZA zu einer hohen Blindleistungsaufnahme kommen. Wie eingangs bereits erwähnt, kann außerdem davon ausgegangen werden, dass der Anteil von EZA mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren in Zukunft weiter abnimmt.

Für Erzeugungsanlagen vom (möglichen neuen) Typ 3, in denen ein Lineargenerator eingesetzt wird (z. B. bei Stirlingmotoren), liegen bislang nur unzureichende Erfahrungen hinsichtlich des Verhaltens im Fehlerfall vor. Hinzu kommt, dass davon auszugehen ist, dass diese Technologie auch im Betrachtungszeitraum bis zum Zieljahr 2022 nur einen äußerst kleinen Anteil der EZA-Leistung stellen wird.

Vor diesem Hintergrund wird der Aufwand für die Erfüllung einer dynamischen Netzstützung durch Erzeugungsanlagen vom (möglichen neuen) Typ 3, in denen ein direkt gekoppelter Asynchrongenerator oder ein Lineargenerator eingesetzt wird, mit „hoch“ bewertet.

7.3.2. Empfohlene Anforderungen

Der Anteil von EZA vom (möglichen neuen) Typ 3 an der gesamten installierten Leistung aus EZA scheint in Zukunft voraussichtlich bei weit weniger als 10 % zu liegen und—je nach Entwicklung der Leistung aus Stirlingmotoren—sogar tendenziell weiter abzunehmen. Ausgehend von den im vorigen Abschnitt dargestellten Gründen, wird daher empfohlen, von EZA vom (möglichen neuen) Typ 3 zunächst keine dynamische Netzstützung einzufordern. Diese Empfehlung sollte nach 2-3 Jahren erneut überprüft und ggf. angepasst werden.

Durch dieses Vorgehen ließen sich negative Auswirkungen auf den bestehenden Netzschutz im Nieder- und Mittelspannungsnetz ohne eine Gefährdung der Systemstabilität vermeiden.

Der Spannungswert unterhalb dem sich EZA vom (möglichen neuen) Typ 3 auch in Zukunft vom Netz trennen sollten, wird auf 60-80 % U_N abgeschätzt. Abb. 38 stellt einen Vorschlag für eine FRT-Kurve für EZA vom Typ 3 dar und vergleicht diesen mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit. Dieser Vorschlag entspricht dem zum Verhalten im Fehlerfall in der aktuellen Fassung der VDE-AR-N 4105 festgelegten Status Quo.

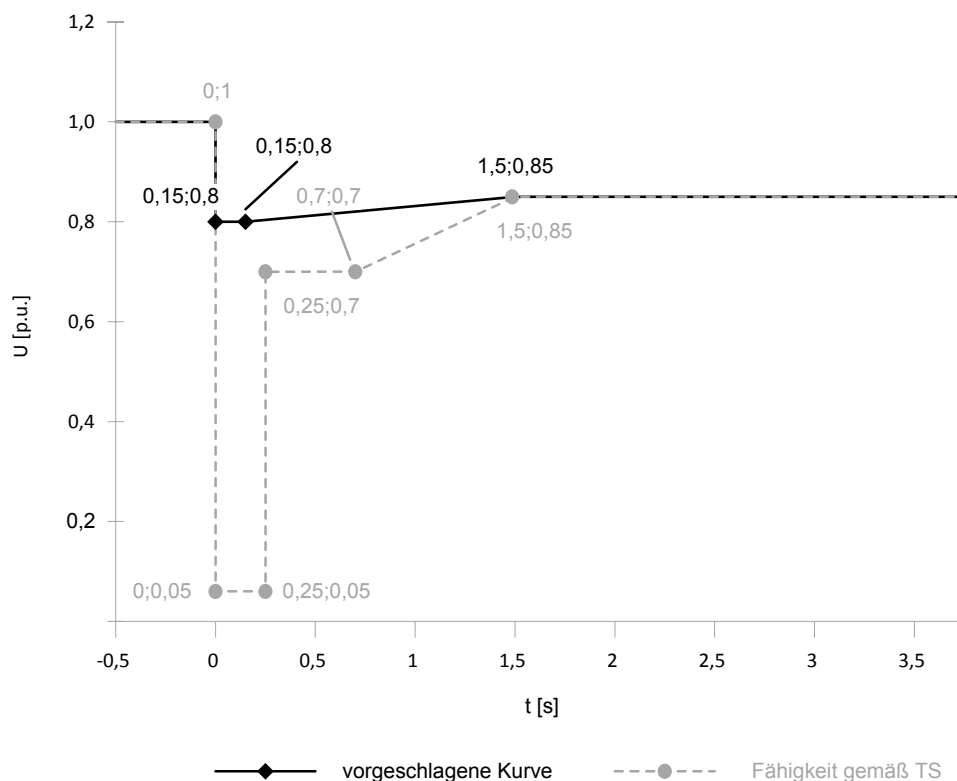


Abb. 38: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 3 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutralleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung

7.4. Zusammenfassung

Tabelle 10 fasst die empfohlenen zukünftigen Anforderungen an EZA-Neuanlagen differenziert nach Typ und Ort des Netzanschlusspunkts. Darüber hinaus wird empfohlen, die „vollständige“ dynamische Netzstützung in der Mittelspannungsebene nicht nur durch EZA die an eine HS/MS-Sammelschiene angeschlossen sind erbringen zu lassen, sondern auch von dem etwa 90 % hohen anderen Leistungsanteil an EZA die innerhalb eines Mittelspannungs-Netzstrangs angeschlossen sind bzw. werden. Dies sollte vorrangig für EZA-Neuanlagen im Mittelspannungsnetz und, soweit möglich, auch für EZA-Bestandsanlagen im Mittelspannungsnetz umgesetzt werden. Der Verstärkungsfaktor der zusätzlichen Blindstrom einspeisung sollte dabei auf mindestens $k \geq 2$ p.u. eingestellt werden.

Tabelle 10: Zusammenfassende Darstellung der empfohlenen zukünftigen Anforderungen an EZA-Neuanlagen differenziert nach Typ und Ort des Netzanschlusspunkts

		Erzeugungsanlagen am NS-Netz			
		Typ 1 & 3 – SS	Typ 1 & 3 – STR	Typ 2 – SS	Typ 2 – STR
Dynamische Netzstützung					
Die Erzeugungsanlage muss sich bei Spannungseinbrüchen auf unter 60–80 % U_n vom Netz trennen.		✓	✓	✗	✗
Die Erzeugungsanlage darf sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz trennen.		✗	✗	✓*	✓*
Eingeschränkt	- Schnelle Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerende	✗	✗	wahlweise in den Grenzen der VDE-AR-N 4120	
	- Verzögerte Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerende	✗	✗		
Vollständig	Die Erzeugungsanlage darf nach Fehlerende dem Netz nicht mehr induktive Blindleistung entnehmen als vor dem Fehler.	✗	✗	✓*	✓*
	Während eines Fehlers im Netz ist die Netzspannung durch Einspeisung eines Kurzschlussstroms in das Netz zu stützen.	✗	✗	✓** k = 6	✓** k = 6
	- reiner induktiver Blindstrom	✗	✗	✓**	✓**
	- Kombination aus Blind- und Wirkstrom gemäß Netzimpedanzwinkel	✗	✗	✗	✗

Hinweise: SS – Sammelschiene; STR – Netzstrang

* Mindestanforderung

** Empfohlene Anforderung für *dreiphasige* Erzeugungsanlagen die durch den zuständigen Verteilungsnetzbetreiber im Einzelfall deaktiviert werden kann

8. Empfehlungen

8.1. Änderungsvorschläge für die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105

Es werden folgende Änderungen in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 vorgeschlagen:

- Mindestanforderung einer dynamischen Netzstützung für EZA-Neuanlagen vom Typ 1 oberhalb von 60 % U_N
- Mindestanforderung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung für EZA-Neuanlagen vom Typ 2 für alle Spannungseinbrüche mit mehr als 30 % U_N Restspannung.
- Zeitvorgaben für die „eingeschränkte“ dynamische Netzstützung
- Fähigkeit zu einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung für *dreiphasig* angeschlossene EZA-Neuanlagen vom Typ 2, idealerweise auch mit einer unsymmetrischen Einspeisung eines Kurzschlussstroms im Mit- und Gegensystem, z. B. wie im Entwurf der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 spezifiziert [33].

8.2. Hinweise zu anderen Anwendungsregeln bzw. Richtlinien

- In der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie bzw. der neuen VDE-AR-N 4110 „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ sollte das Verhalten von EZA nach dem Fehlerende hinreichender spezifiziert werden, u.a. durch
 - Erweiterung der Detektion des Fehlerendes durch Zeitvorgabe von 3–5 s
 - Anforderung an eine Fortführung der vollständigen dynamischen Netzstützung nach der Detektion des Fehlerendes über weitere 500 ms.
 - Anforderung an eine hinreichend schnelle, aber nicht unmittelbare Wiederkehr der Wirkleistung nach der Detektion des Fehlerendes. Sinnvoll erscheint hier, die Wirkleistung sofort nach Fehlerende kontinuierlich auf einen Anteil von 85 % der direkt vor dem Fehlerbeginn in das Netz eingespeisten Wirkleistung (ausreichendes Primärenergieangebot vorausgesetzt) innerhalb von 0,5 s zu steigern [33].
- Die Simulationsergebnisse zeigten einen sehr hohen (induktiven) Blindleistungsbedarf in der Niederspannungsebene, wenn Erzeugungsanlagen gemäß der $\cos(\varphi)(P)$ -Charakteristik der VDE-AR-N 4105 untererregt betrieben wurden. Andererseits stieg der (kapazitive) Blindleistungsbedarf in der Nieder- und Mittelspannungsebene aufgrund von Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität signifikant an. Folge war ein sehr hoher Blindleistungsaustausch mit der Übertragungsnetzebene. Vor diesem Hintergrund sollten Maßnahmen in Planung und Netzbetrieb entwickelt werden, durch die der Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz beschränkt wird.

8.3. Übergangsfristen

Zwischen der Dringlichkeit der Einführung einer Anforderung zur dynamischen Netzstützung durch EZA vom Typ 2 und der Entwicklungszeit die Hersteller von Wechselrichtern benötigen, um neue Spezifikationen in ihre Produkte zu integrieren besteht ein Interessenskonflikt. Grundsätzlich zeigt die Erfahrung mit vergleichbaren Anforderungen, dass den Herstellern ca. 2 Jahre Entwicklungszeit eingeräumt werden sollte.

Eine Übergangsfrist von 2 Jahren ab Inkrafttreten der Anwendungsregel scheint allerdings ein hohes Risiko einer Gefährdung der Systemstabilität zu bergen. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, möglichst frühzeitig durch einen FNN-Anwendungshinweis das grundsätzliche Verhalten von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall zu spezifizieren und die Hersteller von Wechselrichtern aufzufordern, entsprechende Funktionen in ihre Produkte zeitnah zu implementieren.

Zur beschleunigten Umsetzung der empfohlenen Anforderungen ist innerhalb des FNN umgehend eine Projektgruppe einzurichten, die sich mit der Spezifikation und Interpretation neuer Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall unter Beteiligung der verschiedenen im FNN vertretenden Stakeholder befasst.

Darüber hinaus sollte innerhalb des FNN ein Gremium mit der Überprüfung der ggf. gewährten Ausnahmeregelungen, z. B. für EZA vom Typ 1 und dem ggf. einzuführenden neuen Typ 3, in einem Zeitraum von 2-3 Jahren nach Veröffentlichung der vorliegenden Studie beauftragt werden.

8.4. Bedarf an zusätzlichen Maßnahmen seitens des Gesetz-/Verordnungsgebers

Ausgehend von den gewonnenen Erkenntnissen in dieser Studie werden zwei zusätzliche Maßnahmen vorgeschlagen, die z. T. in den Verantwortungsbereich des Gesetz- bzw. Verordnungsgebers zu fallen scheinen:

- Untersuchung des Risikos durch EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz in Abstimmung mit den deutschen ÜNB
- Aufnahme der Einstellwerte zur statischen Spannungshaltung und dynamischen Netzstützung in die Anlagenstammdaten der ÜNB

Beide Maßnahmen werden im Folgenden näher erläutert.

8.4.1. Untersuchung des Risikos durch EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz

Die Simulationsergebnisse der vorliegenden Studie legen nahe, dass von EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz mit Blick auf das Verhalten im Fehlerfall ein Risiko für die Systemstabilität ausgeht. Die gewählte Methodik erlaubte nur eine Abschätzung der Größenordnung der sich bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz trennenden momentanen EZA-Leistung. Deshalb kann auch keine abschließende Aussage darüber getroffen werden,

ob und in welchem Umfang eine Nachrüstung von EZA-Bestandsanlagen notwendig erscheint.

Diskussionen mit den im FNN vertretenden Verteilungsnetzbetreibern und Herstellern von Wechselrichtern haben ergeben, dass eine Nachrüstung in jedem Fall nicht innerhalb des Rahmens der aktuell laufenden Nachrüstung zum Frequenzschutz (Behebung der sog. „50,2 Hz-Problematik“) möglich wäre, weil:

- der Prozess bereits im vollen Gang sei, d. h. die Umrüstungen seien bereits beauftragt und deren Spezifikation könne nicht mehr angepasst werden;
- für die Erbringung einer dynamischen Netzstützung in den meisten Fällen mindestens ein Update der Wechselrichter-Software notwendig sei, wodurch der Aufwand sehr viel höher ausfiele als bei der Umparametrierung des Frequenzschutzes;
- darüber hinaus Verteilungsnetzbetreiber Sorge haben, dass entsprechende Umrüstungen hohe Auswirkungen auf die Inselnetzserkennung haben würde—weshalb zunächst die Ergebnisse der Inselnetz-Studie abgewartet werden müssten.

Es wird empfohlen, dass weitere Untersuchungen zur Bewertung des Risikos, das von EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz ausgeht, sowie zu möglichen Vorschlägen zur Überwindung dieses Risikos durchgeführt werden. Für diese Untersuchungen ist eine geeignete Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes zu verwenden und mit den ÜNB abzustimmen. Da die Ergebnisse dieser Untersuchungen ggf. Eingriffe in den EZA-Anlagenbestand notwendig machen könnten, sind die zuständigen Ressorts der Bundesregierung einzubeziehen. Folgende Fragestellungen sollten dabei untersucht werden:

- Wie viel momentane EZA-Leistung aus EZA-Bestandsanlagen würde sich im Extremfall bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz vom Netz trennen. Hierzu ist das dynamische Verhalten des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems mithilfe eines deutschlandweiten Übertragungs- und Verteilungsnetzmodell für alle relevanten Fehlerorte zu untersuchen.
- Wie effektiv ließe sich die momentane EZA-Leistung aus EZA-Bestandsanlagen die sich bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz vom Netz trennt reduzieren, wenn neben EZA-Neuanlagen auch alle EZA-Bestandsanlagen im MS-Netzstrang, die gemäß den Netzanschlussrichtlinien hierzu in der Lage wären, eine „vollständige“ dynamische Netzstützung erbringen würden? Inwieweit wäre eine Änderung dieser Einstellung im Rahmen der bestehenden regelmäßigen Wartungen möglich?
- Wäre eine Anpassung der Höhe der Primärregelleistungsreserve im kontinental europäischen Verbundnetz notwendig bzw. möglich, um das von EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz ausgehende Risiko für die Systemstabilität zu entschärfen?
- Wäre es geboten, die $\cos(\varphi)(P)$ -Charakteristik der statischen Spannungshaltung bei EZA die keine dynamische Netzstützung erbringen (aktuelle Anforderungen der VDE-AR-N 4105) zu deaktivieren, um mögliche Überspannungen nach der Trennung aufgrund eines Kurzschlusses im Übertragungsnetz zu vermeiden?
- Wie hoch wäre der Aufwand für eine Nachrüstung einer „eingeschränkten“ dynamischen Netzstützung?

8.4.2. Aufnahme der Einstellwerte zur statischen Spannungshaltung und dynamischen Netzstützung in die Anlagenstammdaten der ÜNB

Für die realitätsnahe Abbildung des dynamischen Verhaltens des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im Fehlerfall ist die möglichst genaue Kenntnis der Einstellwerten zur statischen Spannungshaltung sowie zur eingeschränkten bzw. vollständigen dynamischen Netzstützung von Erzeugungsanlagen notwendig. Deshalb wird vorgeschlagen, diese Einstellwerte in die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber aufzunehmen. Ein ähnliches Vorgehen wurde im Zusammenhang mit der sog. „50,2 Hz-Problematik“ für das Monitoring der nachgerüsteten EZA-Leistung und der statistischen Verteilung der Abschaltfrequenzen eingeschlagen.

8.5. Zukünftiger Forschungsbedarf

Die vorliegende Studie hat Antworten auf die in der Aufgabenstellung aufgeworfenen Fragestellungen gegeben. Gleichmaßen sind weitere Fragen offen geblieben bzw. neue Fragestellungen identifiziert worden. Im Folgenden werden Vorschläge für den zukünftigen Forschungsbedarf entwickelt.

Eine genauere Quantifizierung des von EZA-Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz ausgehende Risikos verlangt nach den folgenden Untersuchungen:

- Abschätzung der Ausbreitung von Spannungstrichtern im deutschen Übertragungsnetz bei hoher Einspeisung aus EZA in unterlagerten Netzebenen.
- Abschätzung darüber, wie viel momentane EZA-Leistung aus EZA-Bestandsanlagen sich im Extremfall bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz vom Netz trennen würde.
- Untersuchung der Effektivität einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung durch alle EZA-Bestandsanlagen im MS-Netzstrang.
- Untersuchung von Auswirkungen der Anforderungen an die statische Spannungshaltung, d. h. der $\cos(\varphi)(P)$ -Regelung, auf mögliche Überspannungen nach Fehlerklärung.

Zugunsten der Systemstabilität wurde tendenziell empfohlen, von EZA vom Typ 2 am Niederspannungsnetz eine „vollständige“ dynamische Netzstützung zu verlangen. Die Nutzung dieser Fähigkeit in der Praxis zöge allerdings voraussichtlich weitreichende Auswirkungen auf die Neugestaltung des Netzschutzes sowie auf die Inselnetzerkennung nach sich. Vergleichbare Auswirkungen auf den Netzschutz wären von einer Verschärfung der empfohlenen Mindestanforderung an EZA vom Typ 1 zu erwarten, gemäß derer eine dynamische Netzstützung zunächst nur für „geringe“ Spannungseinbrüche (generatorferne Fehler) gefordert werden sollte. Vor diesem Hintergrund sollten folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- Untersuchung der Auswirkungen einer Kurzschlussstromeinspeisung im NS-Netzstrang auf den Netzschutz von Nieder- und Mittelspannungsnetzen, ggf. Empfehlungen zu einer Anpassung des Netzschutzkonzepts.
- Spezifikation von Anforderungen an eine „vollständige“ dynamische Netzstützung mit unsymmetrischer Einspeisung eines Kurzschlussstroms.
- In wie weit ist bei einem Durchfahren eines Fehlers eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) mit asynchroner Wiederschaltung zu berücksichtigen?
- Welche robusten Verfahren zur Inselnetzerkennung können in der Zukunft verwendet werden, wenn sich ein hoher Anteil an EZA im Niederspannungsnetz an einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung beteiligen?
 - Welche Rolle können darin aktive Verfahren mit Eingriffen in das Netz spielen, wie beispielsweise das in [55] vorgeschlagene Verfahren?
- Welche Anforderungen stellt ein sicherer Inselnetzbetrieb an die Erbringung einer dynamischen Netzstützung durch EZA vom Typ 1?

Welche (regelungs-)technischen Möglichkeiten bestehen, um die Stabilität von EZA vom Typ 1 bei „tiefen“ Spannungseinbrüchen (generatornahe Fehler) zu verbessern?

Die Simulationsergebnisse haben keinen wesentlichen Unterschied zwischen einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung mit einer reinen Blindstromeinspeisung und einer kombinierten Blind-/Wirkstromeinspeisung ergeben. Vor diesem Hintergrund sind folgende weitere Untersuchungen durchzuführen:

- Vergleich der Auswirkungen der zwei Varianten einer „vollständigen“ dynamischen Netzstützung mit reiner Blindstromeinspeisung und mit kombinierter Blind-/Wirkstromeinspeisung auf die transiente Stabilität des Übertragungsnetzes.

Schließlich stellt sich die Frage, ob es Alternativen zu den in dieser Studie vorgeschlagenen neuen Anforderungen an das Verhalten von EZA am Niederspannungsnetz im Fehlerfall gäbe. Vor diesem Hintergrund sollten folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- Ließen sich durch den Einsatz von innovativen Netzbetriebsmitteln in der Verteilungsebene dieselben gewünschten Effekte erzielen wie durch neue Anforderungen an das Verhalten im Fehlerfall? Zum Beispiel durch den Einsatz von
 - Distribution-STATCOM oder
 - supraleitende Spulen zur Entkopplung von NS-Netzsträngen bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz.

Literaturverzeichnis

- [1] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH, u.a.: *Netzentwicklungsplan Strom 2013 : 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 15/08/2012
- [2] FORUM NETZTECHNIK / NETZBETRIEB (FNN) IM VDE E.V.: *VDE/FNN-Roadmap identifiziert weiteren Entwicklungsbedarf zum Umbau der Netze : Pressemitteilung*. Berlin, 07.12.2012
- [3] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I)*. Deutsche Energie-Agentur GmbH. 2005
- [4] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025 (dena-Netzstudie II)*. Deutsche Energie-Agentur GmbH. 2010
- [5] BACHMANN, Udo ; ERLICH, István ; WINTER, Wilhelm: Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System. In: 2006 IEEE PES General Meeting, 8-22 June 2006, Montreal, Québec, Canada. Piscataway, NJ : IEEE, 2006
- [6] ECOFYS GERMANY GMBH: *Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung : Kurzfassung*. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V.; EnBW Transportnetze AG; Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW). Berlin, September 2011
- [7] ECOFYS GERMANY GMBH ; DEUTSCHE WINDGUARD GMBH ; BECKER BÜTTNER HELD, u.a.: *Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz : Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). 06.12.2013
- [8] ENTSO-E: *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators*. URL <https://www.entsoe.eu/resources/network-codes/requirements-for-generators/>. – Aktualisierungsdatum: 03.08.2013 – Überprüfungsdatum 20.03.2013
- [9] Standard. Amendment 1 IEEE Std. 1547a-2014. 21 May 2014. *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* : IEEE
- [10] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS) E.V.: *EnergyMap.info : Konsolidierte und plausibilisierte Datenbank der Stammdaten von EEG-Anlagen in Deutschland*. URL <http://energymap.info/>. – Aktualisierungsdatum: Februar 2013 – Überprüfungsdatum 05.04.2013
- [11] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH, u.a.: *Netzentwicklungsplan Strom 2012 : 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 15.08.2012

- [12] MAT ZALI, Samila ; MILANOVIC, Jovica V.: *Generic Model of Active Distribution Network for Large Power System Stability Studies*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2013)
- [13] FGW: *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten : Teil 4 - Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen*. FGW e.V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien. Kiel, 2011
- [14] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA): *Anlagenregister aller nach dem KWK-G geförderten Erzeuger : Datenbankauszug vom Oktober 2012*. 2012
- [15] VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN – e.V. BEIM VDEW: *TransmissionCode 2003. Netz- und Systemregeln der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. August 2003
- [16] VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN – e.V. BEIM VDEW: *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 1.1. Aufl. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. August 2007
- [17] VDN: *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW
- [18] VDEW: *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz : Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. 2. Aufl. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e. V. Frankfurt am Main : VDEW Energieverlag GmbH, 1998
- [19] BDEW: *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Juni 2008
- [20] BDEW: *Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Januar 2009
- [21] BDEW: *Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Juli 2010
- [22] BDEW: *Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 15. Februar 2011
- [23] BDEW: *Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 01. Januar 2013

- [24] VDEW: *Richtlinie für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU)*. 3. Auflage. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e. V. Frankfurt am Main, 1991
- [25] VDEW: *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz : Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. 4. Auflage. Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V. Frankfurt am Main : VDEW Energieverlag GmbH, 2001
- [26] VDN: *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz : Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie*. 4. Ausgabe 2001. Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. September 2005
- [27] Vornorm DIN V VDE V 0126-1-1. Februar 2006. *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*
- [28] Änderung der Vornorm DIN V VDE V 0126-1-1/A1. Juni 2011. *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*
- [29] VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105. 01.08.2011. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz* : Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V.
- [30] BUNDESREGIERUNG: *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)*. In: *Bundesgesetzblatt I* (2009), Nr. 39, S. 1734--1746
- [31] BUNDESREGIERUNG: *Verordnung zur Änderung der Systemdienstleistungsverordnung* (idF v. 25. 6. 2010) (25.06.2010)
- [32] BUNDESREGIERUNG: *Zweite Verordnung zur Änderung der Systemdienstleistungsverordnung* (idF v. 30. 3. 2011) (30.03.2011)
- [33] Entwurf VDE-Anwendungsregel E VDE-AR-N 4120. 2014. *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)* : Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V.
- [34] ENTSO-E: *Supporting Paper for the Load-Frequency Control and Reserves Network Code*. – Aktualisierungsdatum: 28.06.2013 – Überprüfungsdatum 11.04.2014
- [35] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH, u.a.: *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Abs. 27-9-2012*
- [36] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS): *Gemeindeverzeichnis-Informationssystem (GV-ISys)*. 31.03.2011
- [37] WIKIPEDIA: *Postleitzahl (Deutschland)*. URL <http://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=131186854>. – Aktualisierungsdatum: 10.06.2014 – Überprüfungsdatum 23.06.2014

- [38] CONSENTEC GMBH ; ECOFYS GERMANY GMBH: *Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz : Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Abschlussbericht.* 31.08.2013
- [39] MOLINA, Diogenes: *Progress report on the development and validation of DIgSILENT PowerFactory model of the 39-Bus benchmark system for stability controls : Addressed to IEEE Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls.* Georgia Institute of Technology. 25-09-2012
- [40] IEEE PES PSDPC: *Home Page of the IEEE PES PSDPC SCS Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls : Power System Stability Controls Subcommittee. Power System Test Cases.* URL <http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/index.htm>
- [41] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Verteilnetzstudie : Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.* Berlin, 11.12.2012
- [42] SAMADI, Afshin ; ERIKSSON, Robert ; DELLA JOSE, u.a.: Comparison of a Three-Phase Single-Stage PV System in PSCAD and PowerFactory. In: BETANCOURT, Uta; ACKERMANN, Thomas (Hrsg.). 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, 12-13 November, Lisbon, Portugal. Langen : Energynautics GmbH, 2012
- [43] DIGSILENT GMBH: *DFIG Template : Manual.* DIgSILENT GmbH. Gomaringen, 02.05.2011
- [44] DIGSILENT GMBH: *Fully Rated WTG Template : Manual.* DIgSILENT GmbH. Gomaringen, 02.05.2011
- [45] RWE DEUTSCHLAND AG: *Anschlusspraxis von Erzeugungsanlagen hinsichtlich einer dynamischen Netzstützung : Interner Bericht der RWE Deutschland AG.* RWE Deutschland AG. Essen, März 2014
- [46] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V: *Standardlastprofile Strom.* URL http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile. – Aktualisierungsdatum: 25.03.2014 – Überprüfungsdatum 25.06.2014
- [47] ETG-TAKS-FORCE: *Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen : Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen.* Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main : Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik e.V., 2008
- [48] FORUM NETZTECHNIK / NETZBETRIEB (FNN) IM VDE E.V.: *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik : Berichtsjahr 2009.* 03/12/2010 (1. Ausgabe)
- [49] COSTER, Edward Jeroen: *Distribution grid operation including distributed generation : Impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior.* Eindhoven, Technische Universiteit Eindhoven. Dissertation. 2010. URL <http://alexandria.tue.nl/extra2/201010780.pdf> – Überprüfungsdatum 11.08.2010
- [50] PALM, Sebastian: *Grundlagen der Detektierbarkeit und Detektionsverfahren von Inselnetzen.* In: 8. FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik. Düsseldorf, Deutschland, 05.-06.02.2014 (2014)

- [51] ERLICH, István: *Vergleich der Reaktion von direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren und umrichterbasierten Erzeugungseinheiten auf netzseitige Kurzschlüsse*. In: TÜV *NORD-Forum: Geprüfte Netzkonformität von BHKWs*. 25 September 2013, Düsseldorf (2013)
- [52] KLIMSTRA, Jacob: Fault ride-through capability of engine-driven power plants. In: PennWell (Hrsg.). *POWER-GEN Europe 2009*, 26 - 28 May 2009, Koelnmesse, Cologne, Germany : PennWell, 2009
- [53] FGW: *Technische Richtlinie 3. Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*. FGW e.V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
- [54] Draft Technical Specification CLC/FprTS 50549-1:2011. 19/09/2012. *Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system* : CENELEC
- [55] ABBEY, Chad ; BRISSETTE, Yves ; VENNE, Philippe: *An Autoground System for Anti-Islanding Protection of Distributed Generation*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), Nr. 2, S. 873–880

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Technische Herausforderungen zum Umbau der Netze [2]	1
Abb. 2: Methodisches Vorgehen.....	4
Abb. 3: Einbettung der Arbeit der wissenschaftlichen Gutachter in eine Kooperationsplattform	5
Abb. 4: Darstellung der zeitlichen Entwicklung relevanter Netzanschlussregeln nach Spannungsebenen.....	8
Abb. 5: Derzeitige Klassifizierung von Erzeugungseinheiten/-anlagen und mögliche zukünftige Erweiterungen	10
Abb. 6: Qualitative Abschätzung der durch einen Spannungstrichter im Übertragungsnetz betroffenen Leistung an Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz basierend auf [10], [11]	11
Abb. 7: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Energieträgern; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11].....	14
Abb. 8: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Spannungsebenen; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11].....	14
Abb. 9: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen nach Generatorarten; lineare Interpolation zwischen Werten für 2012 [10] und 2022 [11]	15
Abb. 10: Differenzierung des Verhaltens von EZA-Bestandsanlagen im Fehlerfall zur Bestimmung der EZA-Leistungsanteile.....	16
Abb. 11: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (alle Energieträger) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall. Hinweis: der hohe Anteil an EZA-Leistung ohne dynamische Netzstützung auf der HöS/HS-Ebene ist auf die für KWK-Anlagen getroffenen Annahmen zurückzuführen (siehe Text).	17
Abb. 12: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Windenergie) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall	17
Abb. 13: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Photovoltaik) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall	18
Abb. 14: Leistungsanteile an Erzeugungsanlagen (Biomasse/Biogas & KWK) in den Spannungsebenen HöS/HS, MS und NS und deren Verhalten im Fehlerfall.....	18
Abb. 15: Berücksichtigte EZA-Leistung und Last zur Ableitung der Durchdringungsgrade auf der jeweiligen Spannungsebene.....	20
Abb. 16: Räumliche Verteilung der abgeleiteten Durchdringungsgrade EZA/Last im Zieljahr 2022	21

Abb. 17: Übersicht über das modellierte Testsystem.....	25
Abb. 18: Standard-Charakteristik für $\cos(\varphi) = f(P)$ Regelung abhängig vom Netzanschlusspunkt.....	27
Abb. 19: Vergleich der Anforderungen an eine vollständige dynamische Netzstützung zwischen TransmissionCode 2007 [16] und SDLWindV 2009 [30]	29
Abb. 20: Schematische Darstellung der Lastflussrichtungen in den ländlichen Verteilungsnetzen für die drei betrachteten Betriebsfälle.....	31
Abb. 21: Erzeugung, Last und Anteil der EZA-Einspeisung an gesamter Erzeugung differenziert nach Ausbauzustand und Betriebsfall	31
Abb. 22: Darstellung der modellierten Varianten bezüglich Netzausbauzustand, Betriebsfall vor Fehlereintritt und Verhalten von EZA-Neuanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall	32
Abb. 23: Darstellung der ausgewählten Simulationsergebnisse (rot umrandet)	33
Abb. 24: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 1 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;	35
Abb. 25: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;	36
Abb. 26: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 3 (untererregter Betrieb von EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell;	38
Abb. 27: Größenordnung der eingespeisten EZA-Leistung (linke Spalte) und der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt für den Ausbauzustand 2022, differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von EZA am NS-Netz im Fehlerfall, Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene), gemischtes Lastmodell	39
Abb. 28: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell;	40
Abb. 29: Gesamte Einspeisung aus EZA, Ausbau 2022, Betriebsfall 3 (untererregter Betrieb von EZA), Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell;	41
Abb. 30: Größenordnung der eingespeisten EZA-Leistung (linke Spalte) und der momentanen EZA-Leistung die sich nach einem Kurzschluss im Übertragungsnetz trennt für den Ausbauzustand 2022, differenziert nach Betriebsfall und Variante für das Verhalten von EZA am NS-Netz im Fehlerfall, Alternativfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene durch alle EZA-Neuanlagen), gemischtes Lastmodell.....	42

Abb. 31: Vergleich der Ergebnisse für die gesamte Einspeisung aus EZA zwischen (a) statischem und (b) gemischtem Lastmodell, Ausbau 2022, Betriebsfall 2 (kein Blindleistungsbezug durch EZA), Basisfall (vollständige dynamische Netzstützung auf MS-Ebene nur durch EZA an HS/MS-Sammelschiene);.....	43
Abb. 32: Schematische Darstellung möglicher Auswirkungen einer dynamischen Netzstützung auf den Netzschutz im Verteilungsnetz [49].....	47
Abb. 33: Übersicht über Verfahren zur Inselnetzerkennung—Status Quo und zukünftige Möglichkeiten; Quelle für Klassifizierung: [50].....	48
Abb. 34: Vorgeschlagene Klassifizierung von Erzeugungseinheiten/-anlagen mit Änderungen in Typ 2 und Erweiterung um einen möglichen Typ 3	51
Abb. 35: Stabilität von Typ 1 Erzeugungsanlagen am Beispiel einer Anlage mit 140 kW Nennleistung und einem induktiven Fehler mit einer Restspannung von 30 % U_N an der Generatorklemme.....	52
Abb. 36: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 1 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutralleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung.....	54
Abb. 37: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 2 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutralleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung.....	56
Abb. 38: Vorgeschlagene FRT-Kurve für EZA vom Typ 3 und Vergleich mit der gemäß FprTS 50549 [54] geforderten FRT-Fähigkeit; kleinster Wert der Leiter-Neutralleiter- bzw. Leiter-Leiter-Spannung.....	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Leistung an Erzeugungsanlagen und Jahreshöchstlast [GW] basierend auf [10], [11], [35].....	13
Tabelle 2: Abgeleitete typische Anlagengrößen differenziert nach Energieträger und Spannungsebenen	19
Tabelle 3: Abgeleitete repräsentative Durchdringungsgrade differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen	23
Tabelle 4: Tatsächliche Durchdringungsgrade in repräsentativen Verteilungsnetzen mit Mustercharakter differenziert nach Energieträgern, Betrachtungsjahr, Regionen und Spannungsebenen	24
Tabelle 5: Im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzte Verfahren zur Unterstützung der statischen Spannungshaltung durch Erzeugungsanlagen	27
Tabelle 6: Varianten der dynamischen Netzstützung gemäß BDEW-Richtlinie [19], [20].....	28
Tabelle 7: Im Netzbetrieb tatsächlich eingesetzte Verfahren zur dynamischen Netzstützung durch Erzeugungsanlagen	29
Tabelle 8: Skalierungsfaktoren für Last und Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung bzw. Jahresspitzenlast und Lastflussrichtung im Zieljahr 2022 – Vorstädtische Netze / Ländliches Netz	30
Tabelle 9: Typische Werte für Leistungsbereich und Massenträgheitskonstante H_S von EZA vom Typ 1	53
Tabelle 10: Zusammenfassende Darstellung der empfohlenen zukünftigen Anforderungen an EZA-Neuanlagen differenziert nach Typ und Ort des Netzanschlusspunkts.....	58
Tabelle 11: Stichdaten relevanter Anforderungen in Netzanschlussregeln	78

Anhang

A. Auswertung des EZA-Anlagenbestands

Tabelle 11: Stichdaten relevanter Anforderungen in Netzanschlussregeln

	statische Spannungshaltung (Q)	eingeschränkte dynamische Netzstützung (LVRT)	vollständige dynamische Netzstützung (aRCI)	Verzögerte Wirkleistungseinspeisung
VDN Leitfaden HöS/HS 2004	01.02.2005	(01.02.2005)	(01.02.2005)	(01.02.2005)
VDN TC 2007 / SDLWindV 2009	(01.02.2008) / 30.06.2010	(01.02.2008) / 30.06.2010	(01.02.2008) / 30.06.2010	(01.02.2008) / 30.06.2010
VDEW MS-RL	01.12.1998	./.	./.	./.
BDEW MS-RL / SDLWindV 2009	(01.01.2009) / PV/Wind: (01.04.2011) ¹ / SG: (01.01.2010)	PV/Wind: (01.04.2011) ¹ / SG: (01.01.2013) ²	PV/Wind: (01.04.2011) ² / SG: (01.01.2013)	./.
VDEW NS-RL	(01.05.2001)	./.	./.	./.
VDE-AR-N 4105	01.08.2011	./.	./.	./.

Hinweise:

(...) bedeutet, dass die Anforderungen ggf. nicht für alle Erzeugungsanlagen verbindlich waren. In der Auswertung der Anlagenstammdatenbasis für die Szenarien wird trotzdem von diesen Daten ausgegangen.

^{1/2} Frist war ursprünglich der 01.07.2010 / 01.01.2011, wurde dann durch eine der Ergänzungen zur BDEW-MS-RL angepasst, bei Windenergieanlagen zur Harmonisierung mit der SDLWindV Änderungsverordnung.

Projektleitung

Prof. ir. Mart van der Meijden
Part-time Professor
Manager Innovation, TenneT

E-Mail M.A.M.M.vanderMeijden@tudelft.nl
Tel. +31-15-27-82870
Fax +31-15-27-81182

Bearbeitung

Jens C. Boemer
Ph.D. Researcher

E-Mail J.C.Boemer@tudelft.nl

www.tudelft.nl

Delft University of Technology
EWI Faculty
Electrical Sustainable Energy
Intelligent Electrical Power Grids

Mekelweg 4, 2628 CD Delft,
The Netherlands