



W-SK2 Labor Systemintegration Windkraft

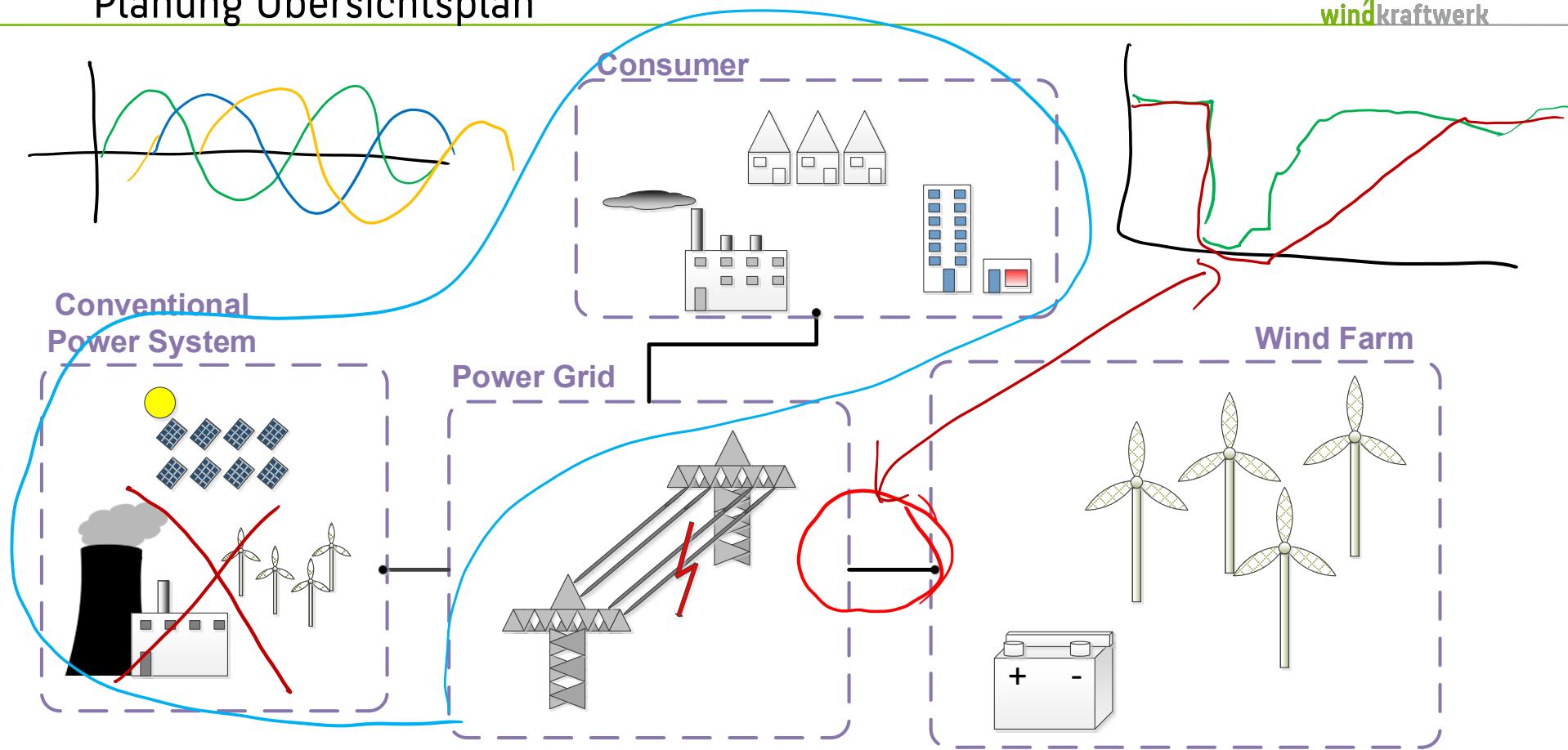
Prof. Dr.-Ing. Jens Fortmann

- ▶ Grundlagen des Netzbetriebs – Spannung und Frequenz (oder Wirk- und Blindleistung?)
- ▶ Grundlagen der Zulassung von regenerativen Energieanlagen (EZE – Erzeugungseinheiten)
 - ▶ Anforderungen aus den Richtlinien der Netzbetreiber
 - ▶ Nachweis, dass die Anforderungen erfüllt werden
 - ▶ Vermessung (FGW TR3 / IEC 61400-21-1)
 - ▶ Modellierung und Modellvalidierung (FGW TR4 / ICE 61400-27)
 - ▶ Zertifizierung (FGW TR8 / IEC 61400-21-1)
- ▶ Grundlagen der Simulation von erneuerbaren im Netz
- ▶ Struktur der Veranstaltung
 - ▶ Vorlesungsteil: Grundlagen Netze, Zulassung, Simulation von Netzen
 - ▶ Laborteil:
 - ▶ Simulationsmodell einer WEA erstellen und vermessen
 - ▶ Simulationsmodell eines Netzes mit WEAs erstellen und die Reaktivität auf einen Netzfehler
- ▶ Abschlussbericht – Zulassung einer WEA.

- ▶ Organisation der Veranstaltung
 - ▶ Arbeitsgruppen je 2 Studierende für den Laborteil
 - ▶ Abschlussbericht als Gruppe
- ▶ Räume und Technik
 - ▶ Kommunikation über zoom
 - ▶ Zugriff auf PCs im Raum F226 über remote desktop
 - ▶ AG1 f1-inf-f226-04.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG2 f1-inf-f226-05.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG3 f1-inf-f226-06.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG4 f1-inf-f226-07.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG5 f1-inf-f226-08.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG6 f1-inf-f226-09.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG7 f1-inf-f226-10.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG8 f1-inf-f226-11.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG9 f1-inf-f226-12.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG10 f1-inf-f226-13.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG11 f1-inf-f226-14.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG12 f1-inf-f226-15.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG13 f1-inf-f226-16.intern.f1.htw-berlin.de
 - ▶ AG14 f1-inf-f226-17.intern.f1.htw-berlin.de
- ▶ Software:
 - ▶ Matlab 2019a (Beispiel: open_system('power_wind_dfig'))
 - ▶ QBlade (auf dem Dozentenserver)

Systemintegration Windkraft – Beispielnetz

Planung Übersichtsplan





W-SK2 Labor Systemintegration Windkraft Teil 1 Zertifizierungsverfahren – Rechtliche Hintergründe

Prof. Dr.-Ing. Jens Fortmann

Ist die Windenergie noch zu retten?

Lange Genehmigungen, eine Klageflut und weniger Akzeptanz setzen der Branche zu

von FRANK-THOMAS WENZEL

FRANKFURT. Hinter dem Gelingen der Energiewende stehen wieder viele Fragezeichen. Beim Ausbau der erneuerbaren Energieträger fällt die Windkraft für die nächsten zwei bis drei Jahre weitgehend aus. Höchst umstritten ist der geplante 1000-Meter-Mindestabstand der Windräder zu Wohnsiedlungen.

» Warum kocht jetzt die Diskussion über den Mindestabstand so hoch? Die 1000 Meter sollen auch als Abstand zu Siedlungen gelten, die nur aus fünf Häusern bestehen. Zudem soll der Abstand für Flächen gelten, auf denen Wohngebäude erst noch gebaut werden sollen. Wird diese Regelung durchgesetzt, würden zahlreiche wertvolle Windstandorte wegfallen. Unternehmensverbände, Gewerkschaften, Umweltschützer, die Grünen, aber auch Umweltministerin Svenja Schulze (SPD) lehnen die Vorschläge ab.



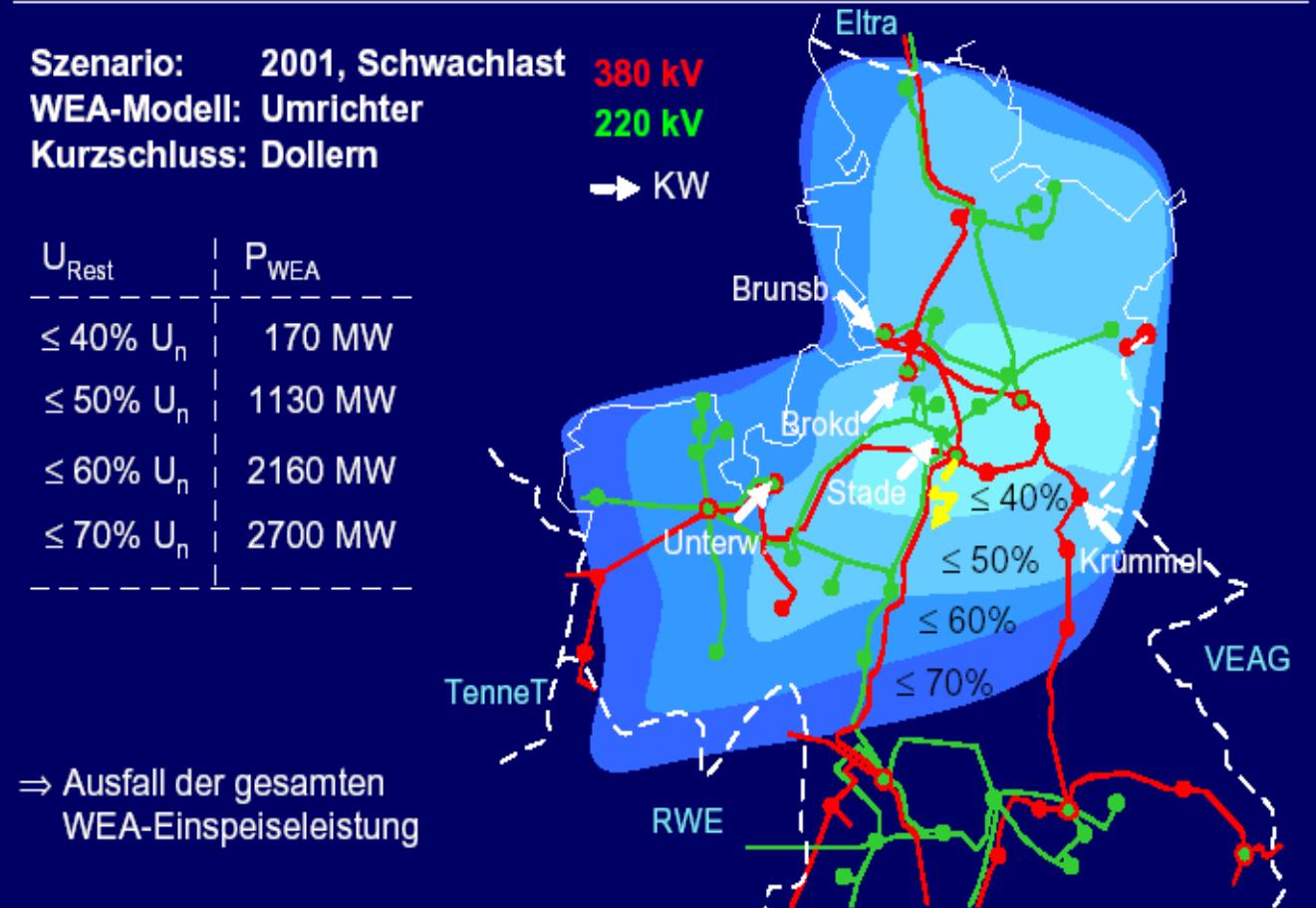
Die Aussicht ist gut – aber nicht die für die Windenergiebranche.

FOTO: GEORG WENDT/DPA



► EU-Recht (NC-RfG)

- Zertifizierungsverfahren – Allgemeines
- NELEV
- Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx
- Anwendung
- Fragen?



Im Verbundnetz stehen „nur“ 3.000 MW Regelleistung zur Verfügung um Schwankungen auszugleichen.

Im gezeigten Szenario trennen sich binnen Sekunden 2.700 MW vom Netz.

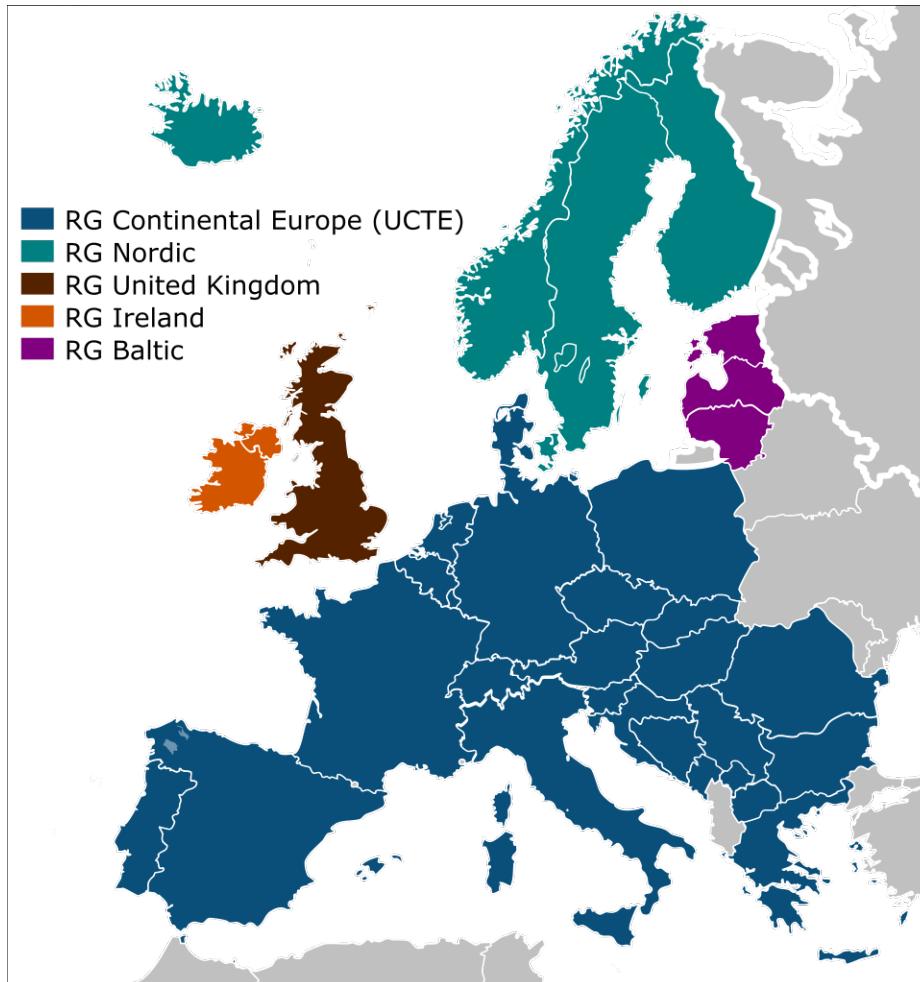
Die installierte Leistung liegt 2019 deutlich höher als 2001.

Bei hohem Windaufkommen könnte ein entsprechender Fehler nicht mehr ausgeglichen werden

Ähnliche Probleme gibt es mit Photovoltaikanlagen, die sich bisher bei 50,2 Hz vom Netz trennen. (Installierte Leistung von mehr als 10.000 MW). Es gab zwischenzeitlich 50,18Hz.

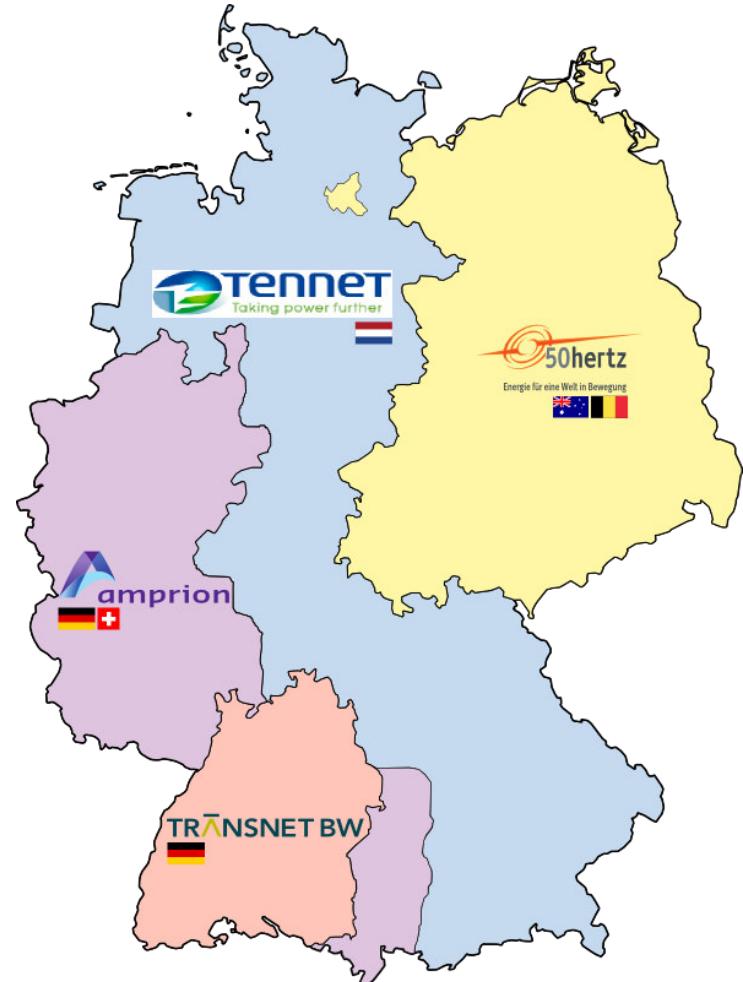
- Erneuerbare müssen sich an Systemdienstleistungen beteiligen
- Bei Fehlern am Netz verbleiben und das Netz stützen

- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators

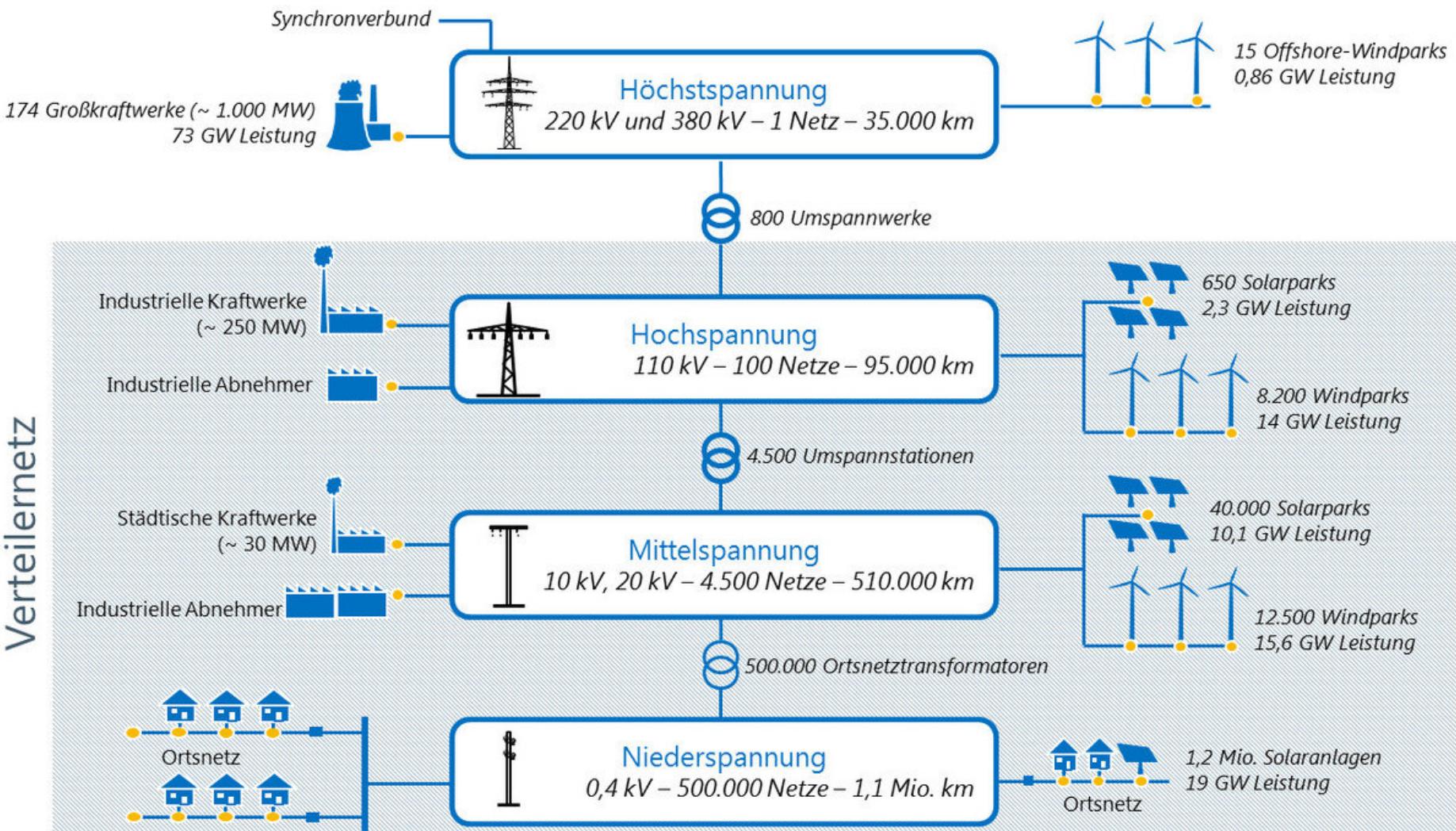


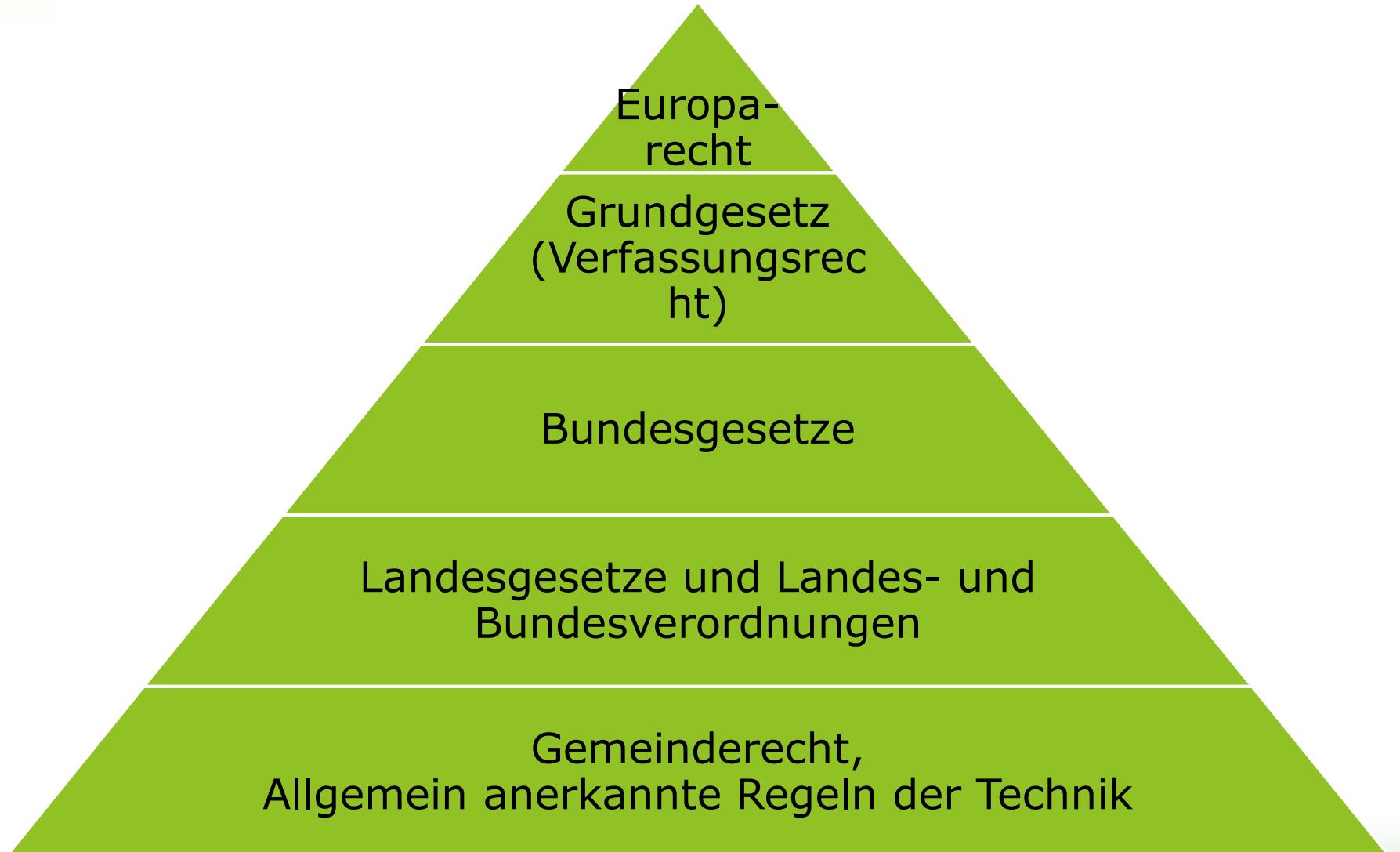
Quelle: Wikimedia

Übertragungsnetzbetreiber Deutschland



Prof. Dr.-Ing. Jens Fortmann





Europarecht – Sekundärrecht (Gesetzescharakter)

EU-Richtlinie

Eine EU-Richtlinie gibt den Rahmen der Gesetzgebung der Mitgliedstaaten vor.

EU-Verordnung

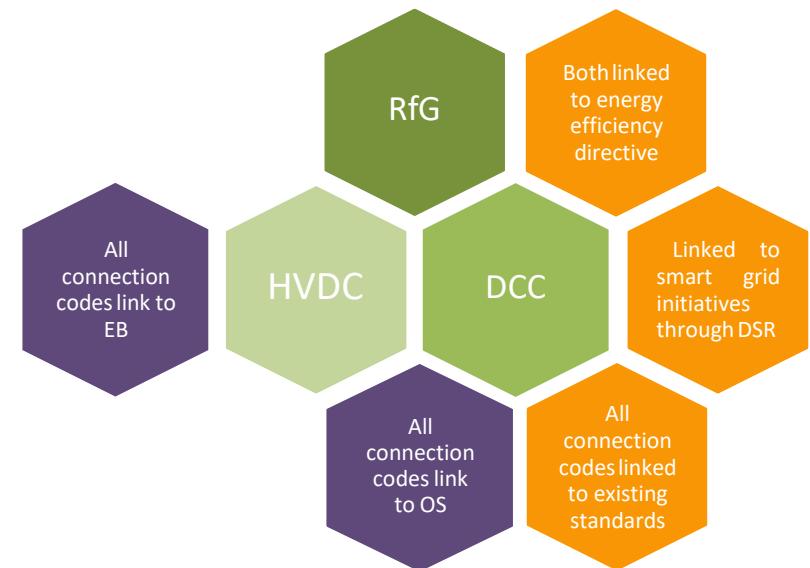
Unmittelbare Gesetzeswirkung für jeden Mitgliedstaat.

Dritten Energiepakets: Auftrag an die Kommission (Verordnung (EU) 714/2009) : Verabschiedung von verbindlichen Netzkodizes

Grid Connection network codes :

- Define technical requirements for grid connection to ensure secure system operation within the interconnected transmission network
- are a basis for ancillary services defined by Operational Codes

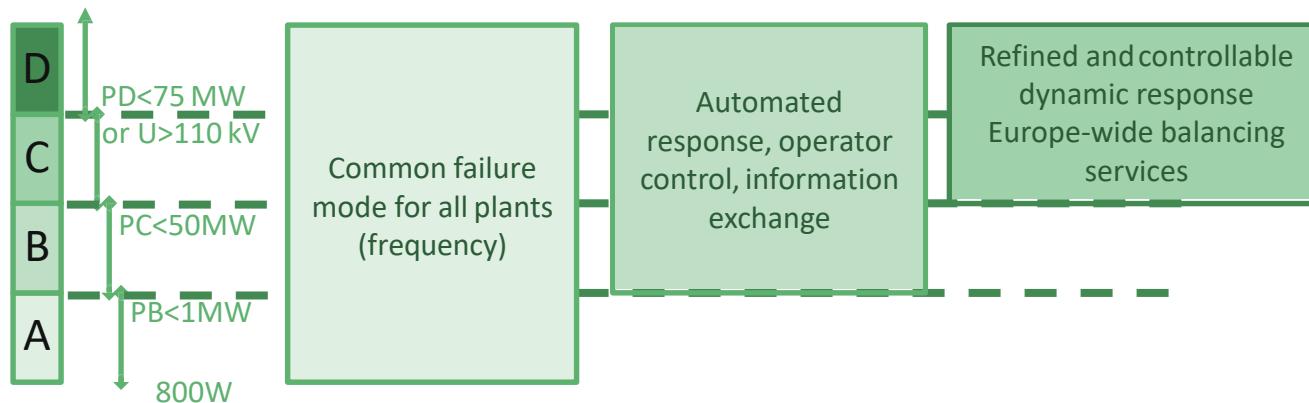
- **RfG-Verordnung** mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
(amt. Bezeichnung: VO (EU) 2016/631),
- **DCC-Verordnung** mit Netzanschlussbestimmungen für Lasten
(amt. Bezeichnung: VO (EU) 2016/1388),
- **HVDC-Verordnung** mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung
(amt. Bezeichnung: VO (EU) 2016/1447)



Two kind of production unit : either a synchronous power-generating module or a power park module(PPM)



Requirements depend on the voltage connection level and the active power capacity of the unit:



NC-RfG

- ▶ Artikel 5 (3) Verordnung (EU) 2016/631
- ▶ „Vorschläge für die Schwellenwerte für die Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D bedürfen der Genehmigung der relevanten Regulierungsbehörde oder ggf. des Mitgliedstaats. Bei der Erarbeitung ihrer Vorschläge stimmen sich die relevanten ÜNB mit den benachbarten ÜNB und VNB ab und führen eine öffentliche Konsultation gemäß Artikel 10 durch.“
- ▶ Von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Bundesnetzagentur eingereichter und akzeptierter Vorschlag:

Typ D	$P_{A\max} \geq 45 \text{ MW}$
Typ C	$P_{A\max} \geq 36 \text{ MW}$
Typ B	$P_{A\max} \geq 135 \text{ kW}$

Charakter des NC-RfG:

- ▶ Es handelt sich um eine Durchführungsverordnung, die national konkretisiert werden muss.

Die Konkretisierung erfolgt nicht wie bei EU-Richtlinien durch den Gesetzgeber, sondern durch den zuständigen Netzbetreiber.

- ▶ Herausforderung in Deutschland, die Konkretisierungen möglichst zu harmonisieren.

Harmonisierung

- ▶ Das Forum für Netztechnik und Netzbetrieb im VDE (FNN) hat und soll weiterhin diese Harmonisierungsaufgabe übernehmen.

Nachweisdokument und Betriebserlaubnis (BE)

- ▶ Für die Betriebserlaubnis ab Typ B – EZA legt der Eigentümer dem relevanten Netzbetreiber ein Nachweisdokument vor

- setzen europäische Regelsetzung national um und tragen so zur Harmonisierung bei
- dürfen europäischer Regelsetzung nicht widersprechen, aber können detailliertere Bestimmungen enthalten
- können europäische Regelsetzung beeinflussen



- ist für alle Mitgliedsstaaten verbindlich
- einheitliche Regeln für alle Marktteilnehmer
- beeinflussen VDE-Anwendungsregeln

ENTSO-E: Verband europäischer Netzbetreiber
ACER: Europäische Regulierungsbehörde

©VDE|FNN

NC-RfG – Nationale Konkretisierung

Nieder- spannung	Mittel- spannung	Hoch- spannung	Höchst- spannung	HGÜ und Offshore
VDE-AR-N 4105	VDE-AR-N 4110	VDE-AR-N 4120	VDE-AR-N 4130	VDE-AR-N 4131
VDE AR-N 4100 (Speicher/Lad esäulen)				

Betriebsmittel-
bescheinigung

Vorlage
Installationsdokument

IB

Inhalt (u.a.):
- EZE-Daten
- EZE-Tests

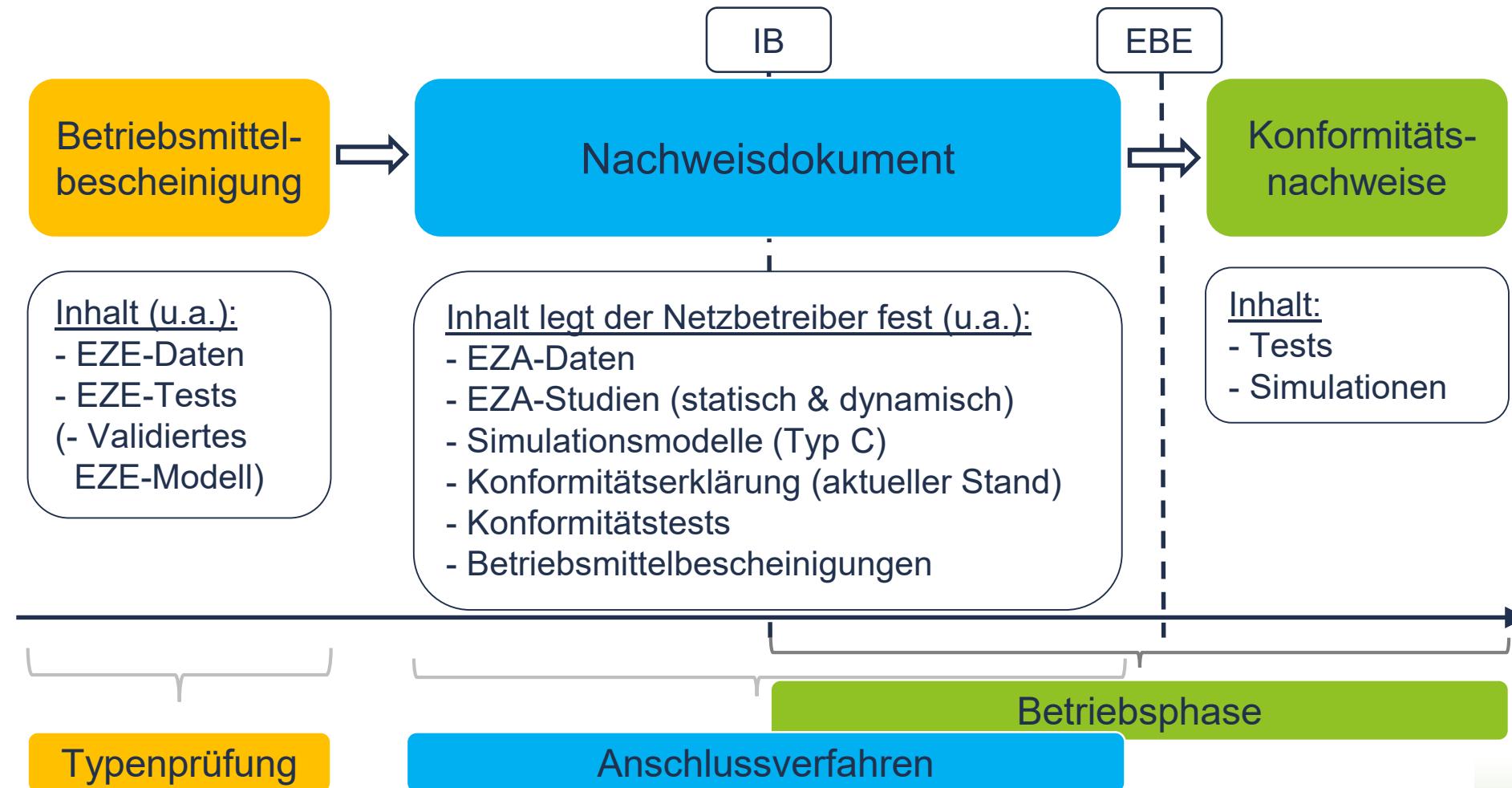
Inhalt (u.a.):
- EZE-Zertifikat
- Allgemeine Daten
um Anschluss und
zur EZE

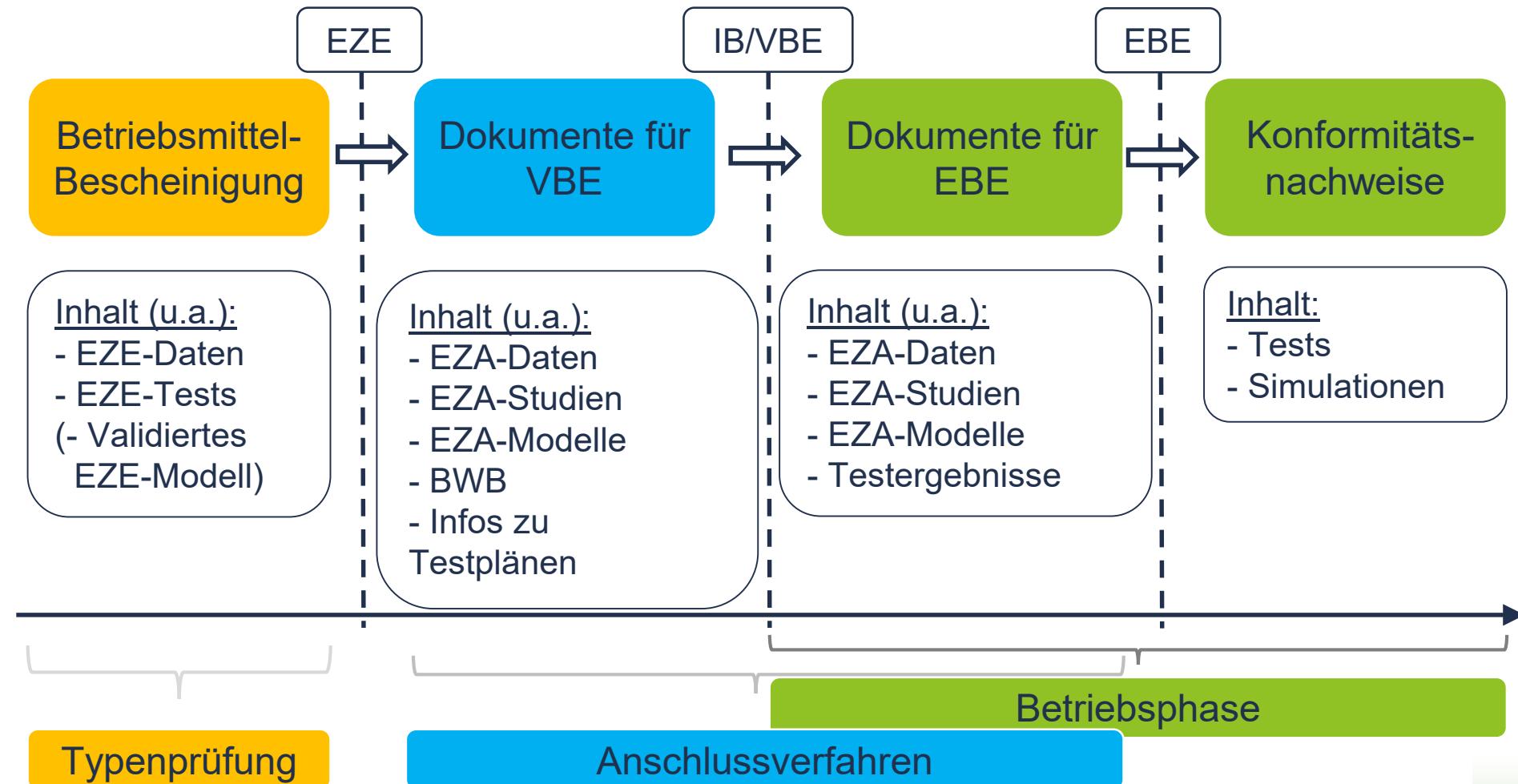
Typenprüfung

Anschlussverfahren

Betriebsphase

Nachweisführung NC-RfG-Typ B + C

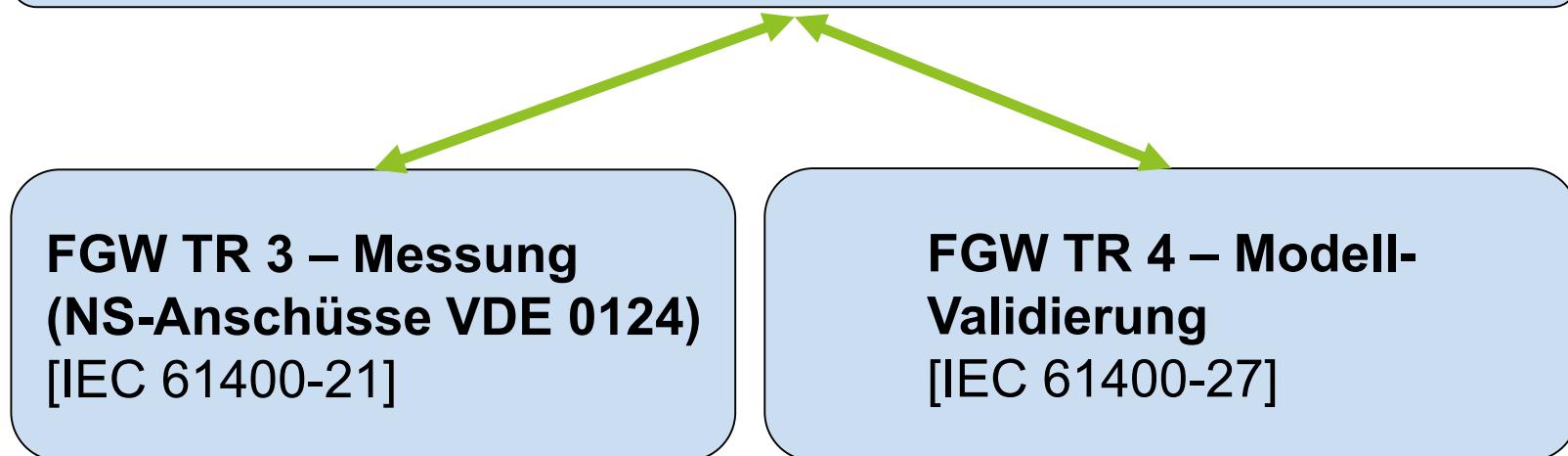




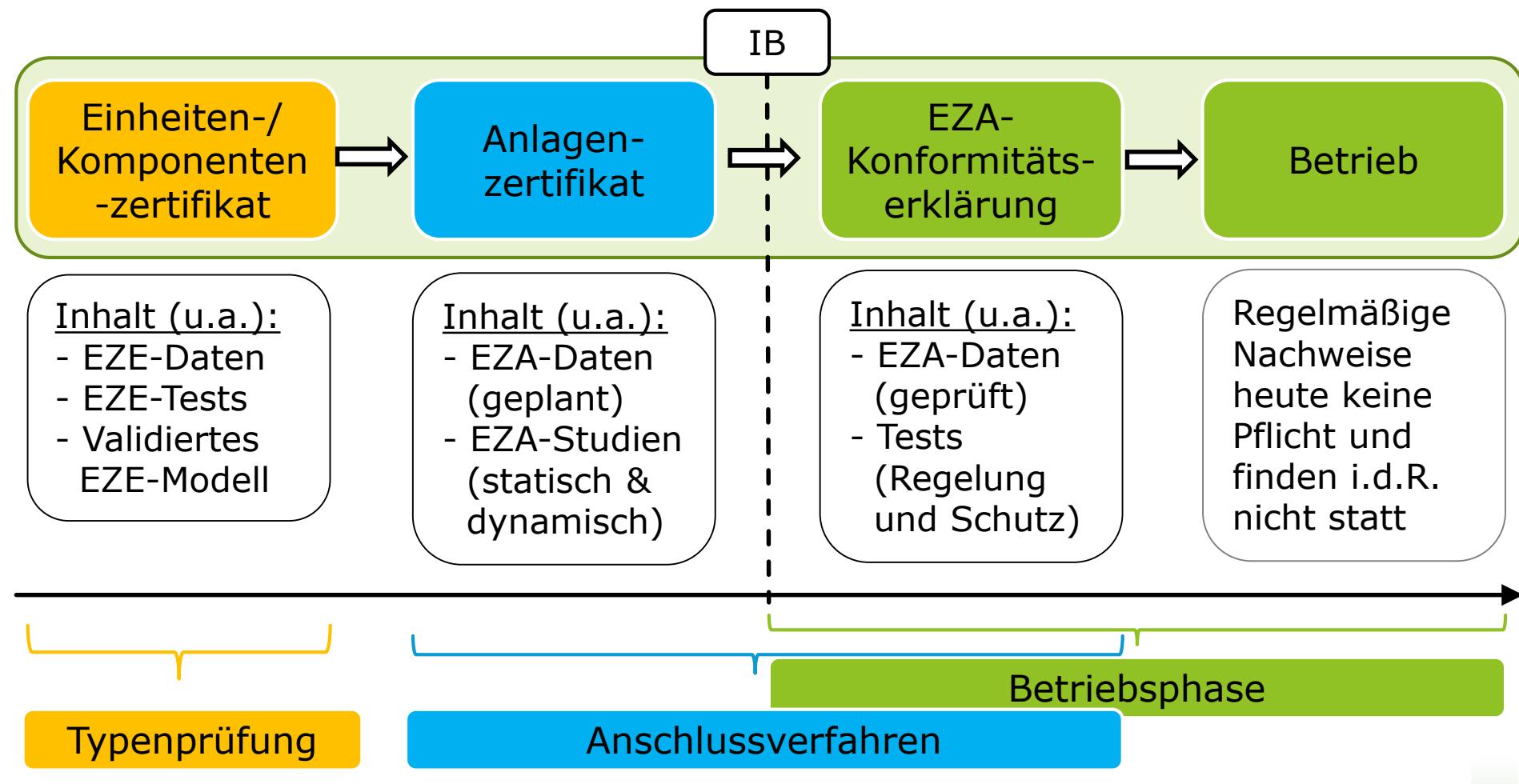


- ▶ EU-Recht (NC-RfG)
- ▶ **Zertifizierungsverfahren – Allgemeines**
- ▶ NELEV
- ▶ Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx
- ▶ Anwendung
- ▶ Fragen?

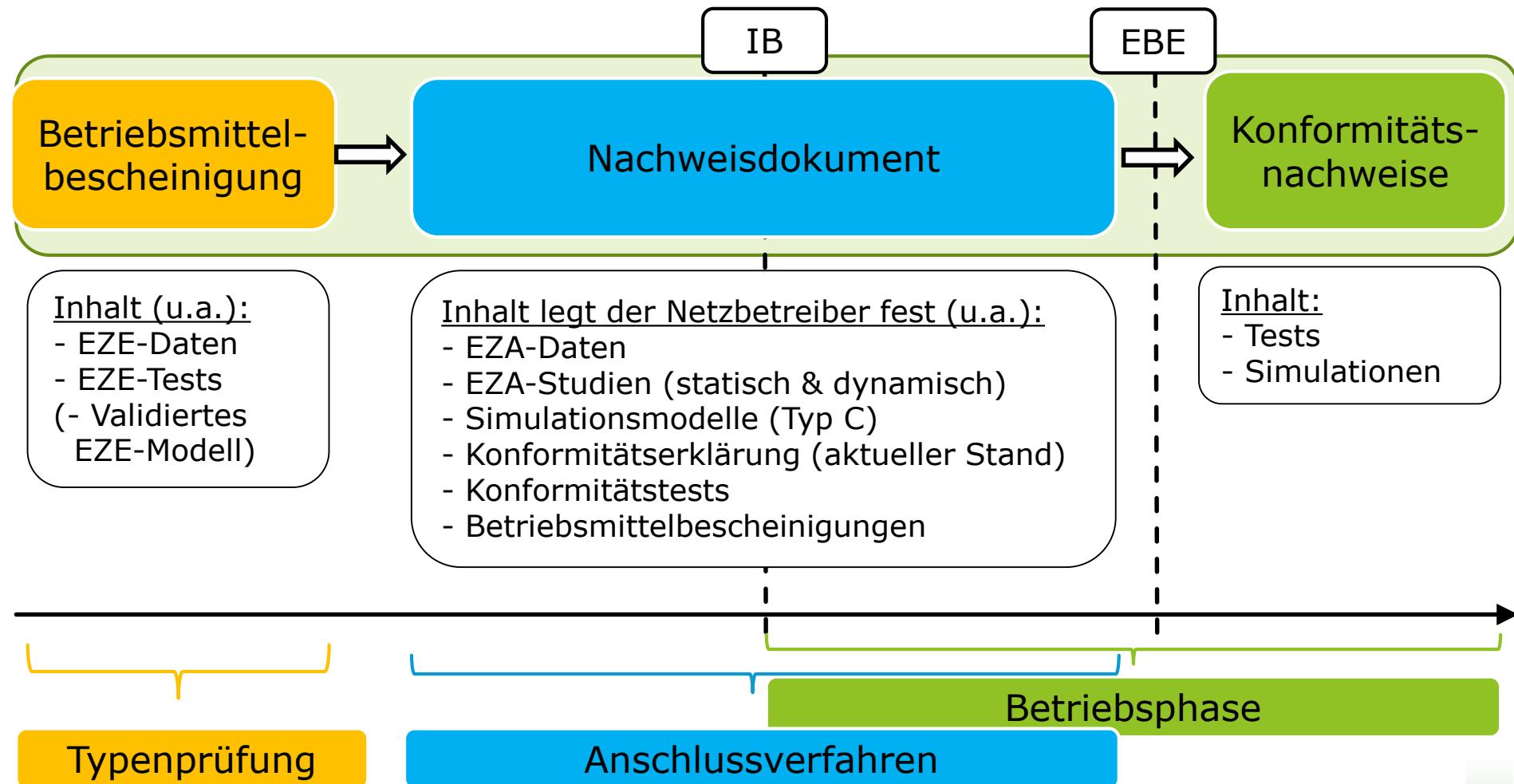
**Grundsätzliches Verfahren in VDE-AR-N xxxx
Konkretisierung in FGW TR 8 – Zertifizierung**



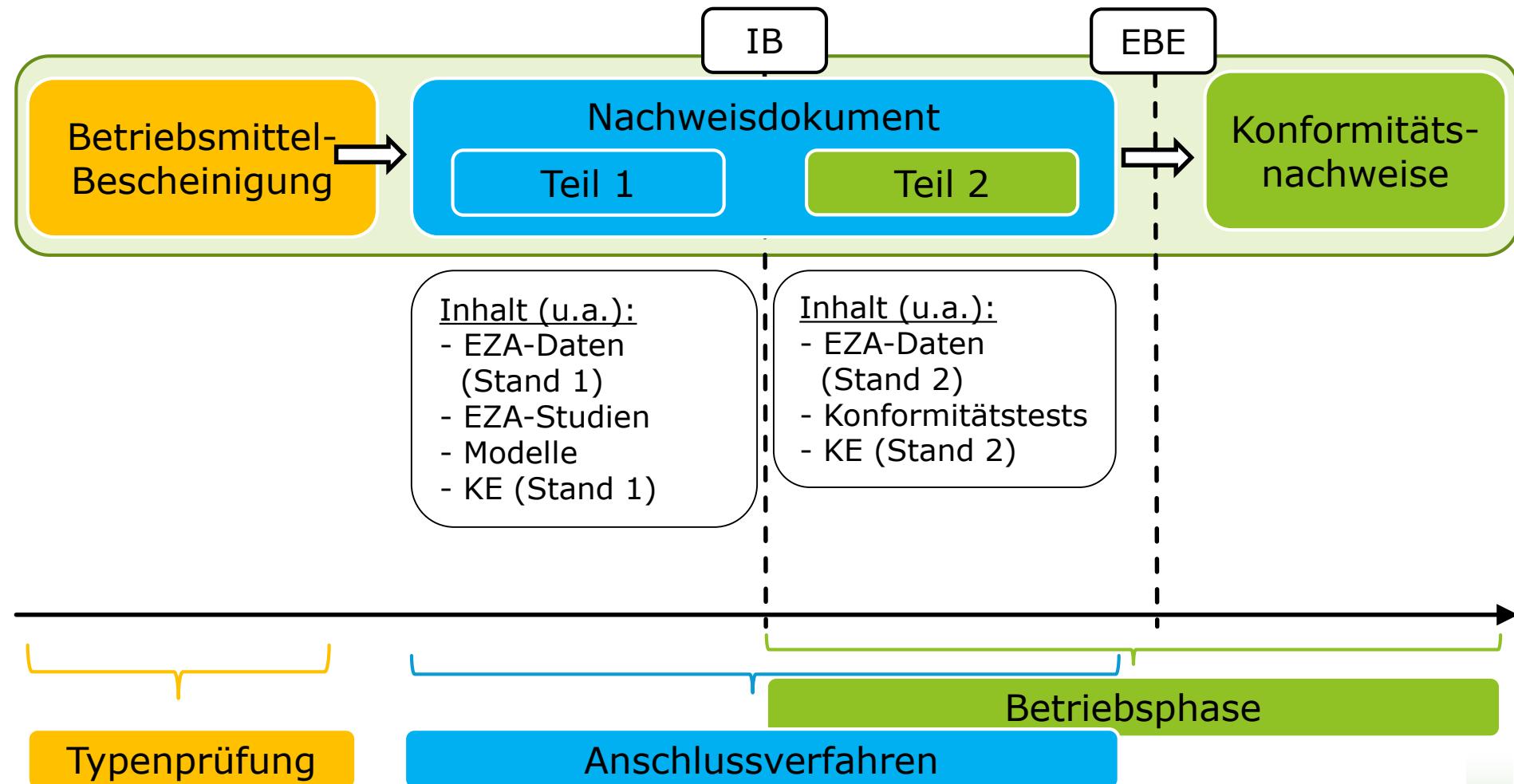
Nachweisführung gemäß FGW TR 8

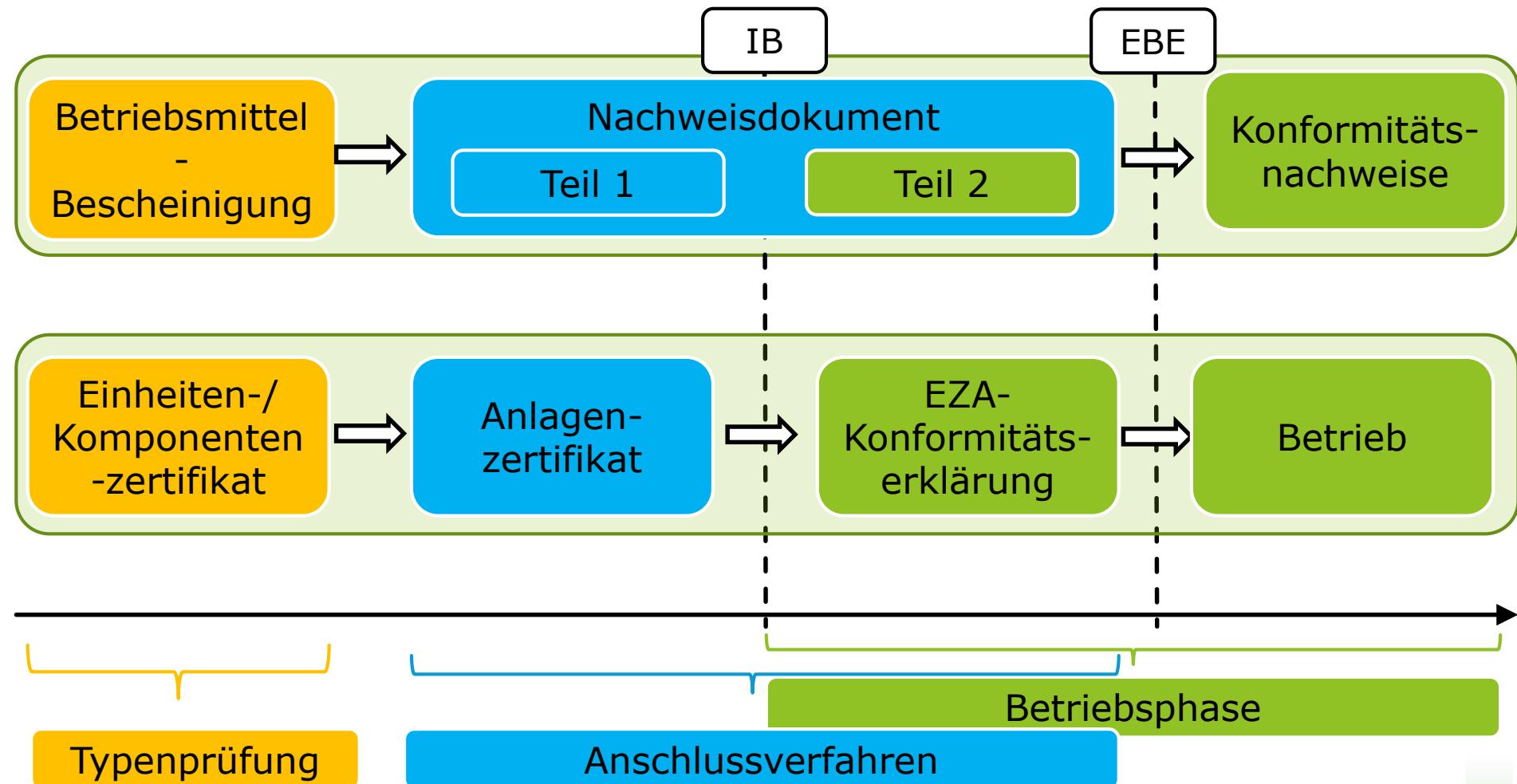


Nachweisführung NC-RfG-Typ B + C



Nachweisführung NC-RfG-Typ B + C





Akkreditierungstätigkeiten der Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkkS)

Laboratorien	Prüf- und Kalibrierlaboratorien DIN EN ISO/IEC 17025
	Medizinische Laboratorien DIN EN ISO 15189
Inspektionsstellen	DIN EN ISO/IEC 17020
Zertifizierungsstellen	Für Personen DIN EN ISO/IEC 17024
	Für Managementsysteme DIN EN ISO/IEC 17021
	Für Produkte DIN EN ISO/IEC 17065
Ringversuch-Anbieter	DIN EN ISO/IEC 17043
Referenzmaterial-Hersteller	DIN EN ISO/IEC 17025 mit ISO Guide 34

Merkmale einer Zertifizierungsstelle

- ▶ Unparteilichkeit
- ▶ Transparenz
- ▶ Diskriminierungsfreiheit
- ▶ Fachkompetenz

Die Zertifizierungsstelle muss einen Mechanismus zur Sicherung ihrer Unparteilichkeit haben.

- ▶ Installation eines Lenkungsausschusses
- ▶ Zu den Mitgliedern gehören:
 - ▶ Netzbetreiber
 - ▶ Planer von EZA
 - ▶ Betreiber von EZA
 - ▶ Verbände
 - ▶ Hersteller
 - ▶ Akkreditiertes Prüflabor

Schritte des Zertifizierungsverfahrens

1. Antrag auf Zertifizierung
2. Bewertung des Antrags
3. Erstellung eines Bewertungsberichtes (BWB)
4. Zertifizierungsentscheidung
5. Versendung des BWB und Zertifikats
6. Veröffentlichung
7. Überwachung



- ▶ EU-Recht (NC-RfG)
- ▶ Zertifizierungsverfahren – Allgemeines
- ▶ **NELEV**
- ▶ Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx
- ▶ Anwendung
- ▶ Fragen?

Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen

- ▶ Typ A und B – Anlagen mit NS-Anschluss
 - ▶ VDE AR-N 4105
 - ▶ Einheiten-Zertifizierungspflicht ergibt sich aus dem RfG
- ▶ Typ B und C – Anlagen mit MS-Anschluss
 - ▶ VDE AR-N 4110
 - ▶ Einheiten-Zertifizierungspflicht ergibt sich aus dem RfG
 - ▶ Projekt-Zertifizierungspflicht ergibt sich aus NELEV
- ▶ Typ D – Anlagen mit HS bzw. HöS-Anschluss:
 - ▶ VDE AR-N 4120
 - ▶ VDE AR-N 4130
 - ▶ Einheiten-Zertifizierungspflicht ergibt sich aus dem RfG
 - ▶ Projekt-.Zertifizierungspflicht ergibt sich aus RfG i.V.m VDE TAR
 - ▶ Es ergibt sich eine Modell-Zertifizierungspflicht aus der NELEV

► § 2 Abs. 1 NELEV

Betreiber von Erzeugungsanlagen haben dem zuständigen Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens nach Artikel 29 der Verordnung (EU) 2016/631 nachzuweisen, dass die **allgemeinen technischen Mindestanforderungen** nach § 19 des Energiewirtschaftsgesetzes eingehalten werden.

► § 3 Abs. 1 NELEV

Bei dem Nachweis nach § 2 sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein **anerkannten Regeln der Technik** zu beachten.

Sanktionierung

- ▶ § 4 NELEV: Netzbetreiber müssen eine endgültige Betriebserlaubnis **verweigern**, wenn die Nachweispflicht nicht eingehalten wurde.



Netzbetreiber erteilt mit ausgefüllten Formblatt E.7 der VDE-AR-N 4110 eine vorübergehende Betriebserlaubnis

§ 19 Abs. 4 EnWG:

*„Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 1 und Absatz 3 unter Berücksichtigung der Vorgaben der **Verordnung (EU) 2016/631** der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1) zu erstellen.“*

Beschluss durch Bundestag am 30.11.2018:

- ▶ Absatz 4 wird wie folgt gefasst:
- ▶ (4) „(4) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen erstellen gemeinsam allgemeine technische Mindestanforderungen. **Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.** wird als beauftragte Stelle bestimmt, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden
- ▶ 1. nach Artikel 7 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines **Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger** (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1),
- ▶ 2. nach Artikel 6 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines **Netzkodex für den Lastanschluss** (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10) und
- ▶ 3. nach Artikel 5 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit **Netzanschlussbedingungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung** (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1).

Wie sind die VDE TAR in den TAB zu übernehmen?

Kapitel 1 der VDE AR-N 41xx:

[...]

Der Netzbetreiber ergänzt die Technische Anschlussregeln um seine netzspezifischen Anforderungen und veröffentlicht diese dann als **TAB Mittelspannung auf seiner Internetseite.**

[...]

Beispiel zur VDE AR-N 4120:2015

Vorwort

Die **Gliederung** der vorliegenden TAB Hochspannung des **VNB** lehnt sich an die **Gliederung** der **VDE-Anwendungsrichtlinie „VDE-AR-N 4120 - TAB Hochspannung“** Stand 01.2015 an und formuliert die Spezifikationen zu den einzelnen Kapiteln dieser Anwendungsrichtlinie.

Die **Vordrucke des Anhangs E** der VDE-AR-N 4120 sind in **editierbarer** Form auf der Internetseite des **VNB** verfügbar. Falls in dieser TAB Hochspannung des VNB keine weiteren Spezifikationen zu einzelnen Kapiteln der „VDE-AR-N 4120 - TAB Hochspannung“, Stand 01.2015 erfolgen, wird kein gesonderter Hinweis darauf gegeben.



- ▶ EU-Recht (NC-RfG)
- ▶ Zertifizierungsverfahren – Allgemeines
- ▶ NELEV
- ▶ **Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx**
- ▶ Anwendung
- ▶ Fragen?

Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx

Anlagenzertifikat A	Neu: Anlagenzertifikat B	Einelnachweisverfahren
$EZA P_{Amax} > 950 \text{ kW}$	$135 \text{ kW} \leq EZA P_{Amax} \leq 950 \text{ kW}$	z.B.: EZE $S_{rE} \geq 5 \text{ MVA}$ oder individuelle EZE, ...
„Standardverfahren“	„Vereinfachtes AZ“	„AZ ohne Einheitenzertifikat“
Entspricht weitergehend dem Umfang des bisherigen Verfahrens	Kostengünstiger Nachweis für kleine EZA	Bestimmt für EZA mit EZE, für die sich ein Einheitenzertifikat wirtschaftlich nicht lohnt

- **EZA $P_{Amax} < 135 \text{ kW}$:** Verfahren gemäß VDE AR-N 4105
- **Prototypen:** Siehe „Nachweisverfahren bei Prototypen“
- **Nachfolgende Folien:** Anlagenzertifikat A gemäß VDE-AR-N 4110 (entspricht 4120/4130)

EZA: Erzeugungsanlage

EZE: Erzeugungseinheit

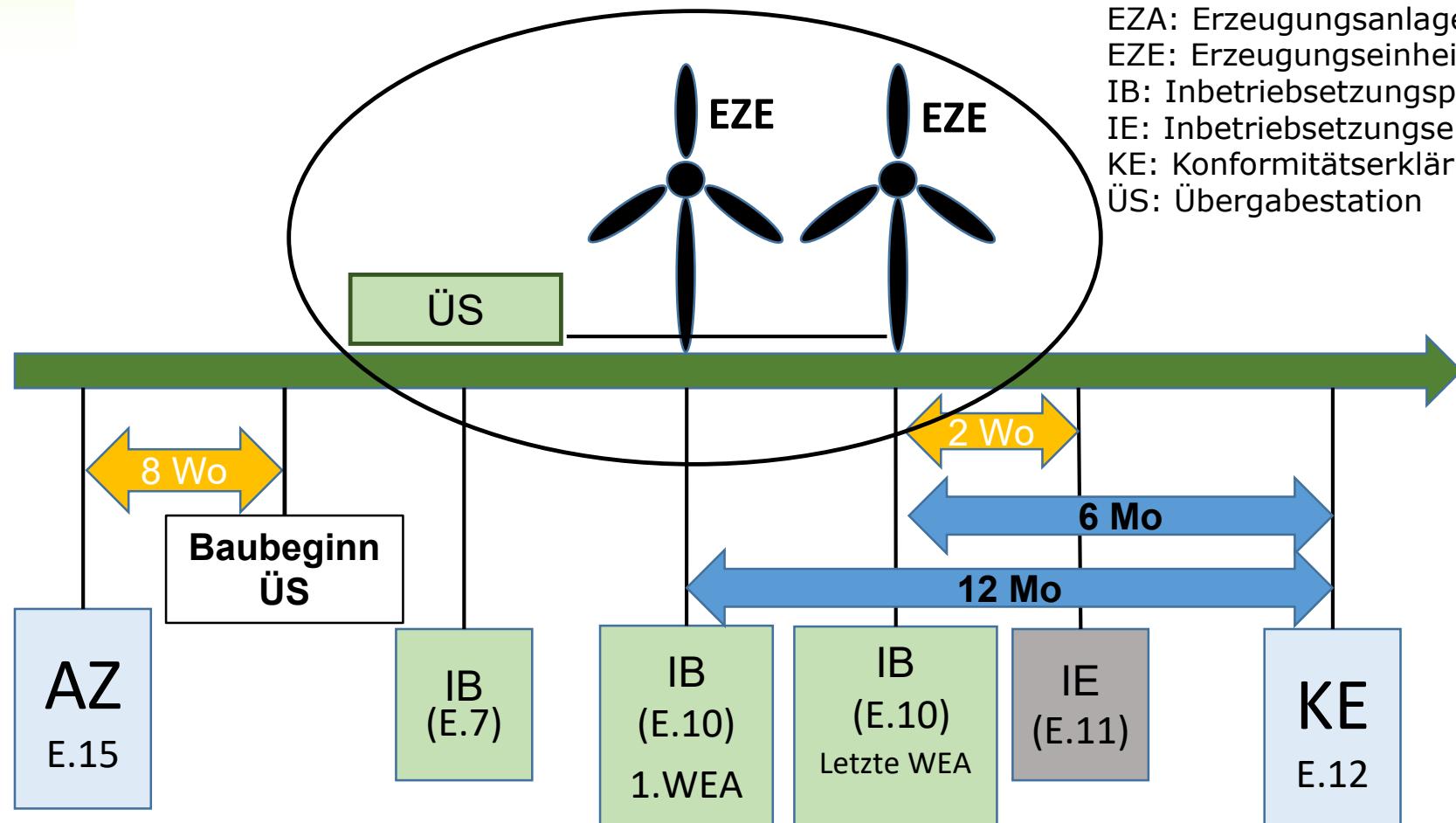
AZ: Anlagenzertifikat

P_{Amax} : maximale Wirkleistung einer EZA

S_{rE} : Bemessungsscheinleistung einer EZE

- Anhang E (normativ) Vorläufe.....
- E.1 Antragstellung.....
 - E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netznückwirkungen
 - E.3 Netzan schlussplanung
 - E.4 Errichtungsplanung.....
 - E.5 Inbetriebsetzungsauftrag
 - E.6 Erdungsprotokoll
 - E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestationen
 - E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/ eines Speichers – Mittelspannung...
 - E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen
 - E.10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungsanlagen und Speicher.....
 - E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlage/ Speicher.....
 - E.12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen / Speicher.....
 - E.13 Einheitenzertifikat.....
 - E.14 Komponentenzertifikat.....
 - E.15 Anlagenzertifikat.....
 - E.16 Betriebserlaubnisverfahren

Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx



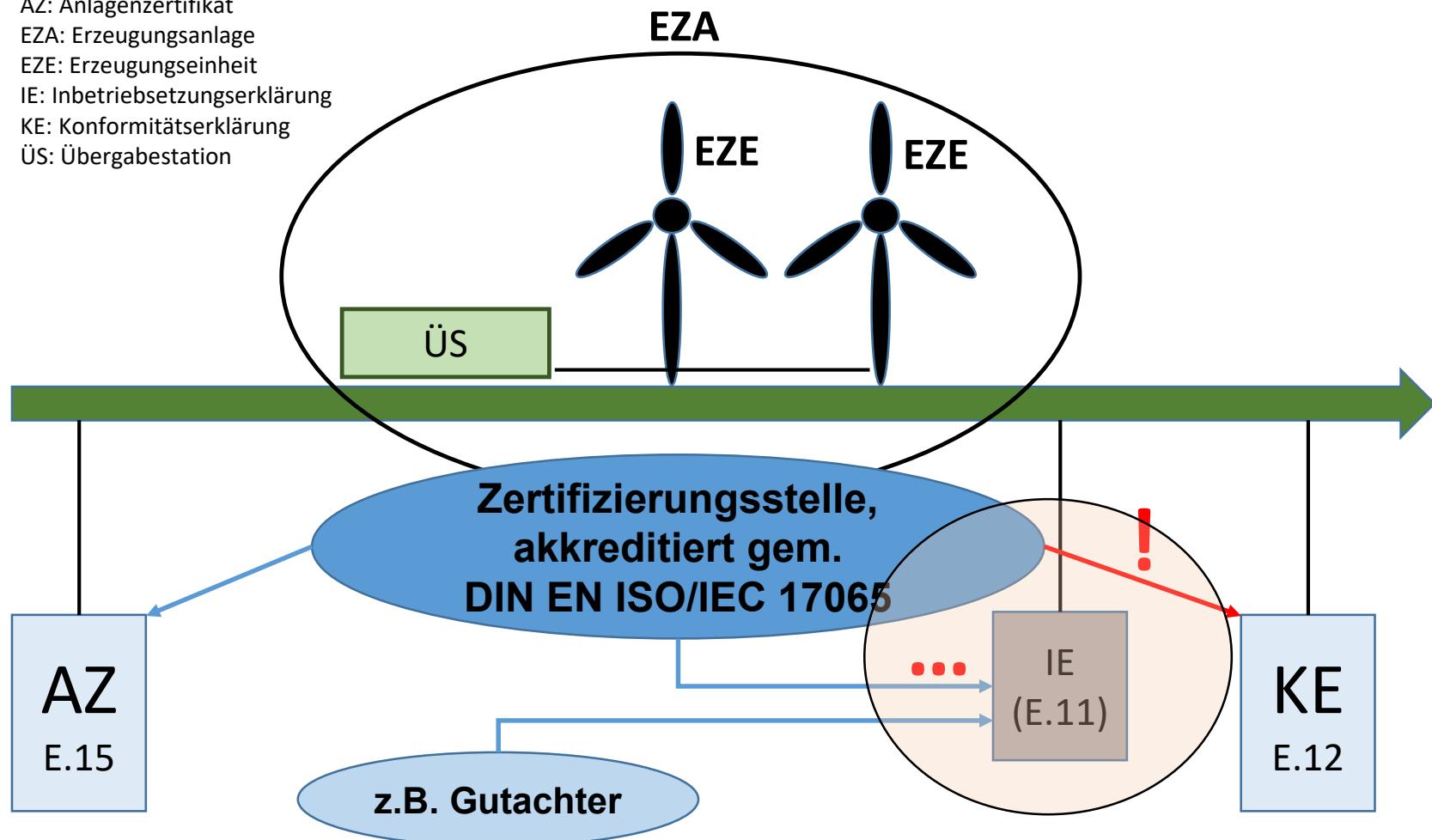
● Die angegebenen Zeiten sind gemäß VDE AR-N 4110 Richtwerte. Abweichungen dürfen bilateral zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbart werden.

● Feste Fristen.

Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx

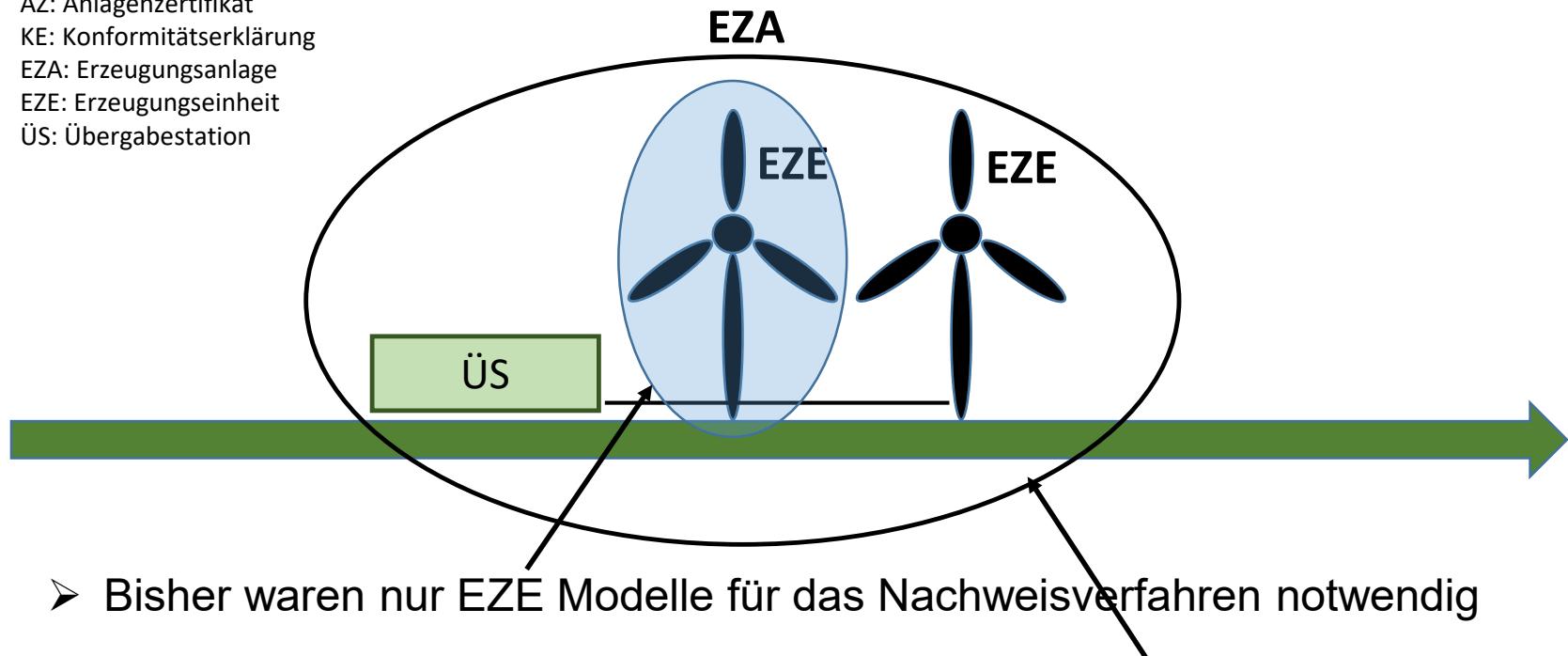
- ▶ **Anlagenzertifikate** (sowie **Einheitenzertifikate**) werden für alle EZA und Speicher mit Anschluss am Mittelspannungs- / Hochspannungsnetz gefordert.
- ▶ **Komponentenzertifikate** mindestens für
 - ▶ EZA-Regler
 - ▶ aktive statische Kompensationseinrichtungen (FACTs, SVCs, Statcom – keine Zertifizierung bei ungeregelten Drosseln, usw.)
 - ▶ Spannungsregler der Erzeugungseinheiten Typ 1
 - ▶ EZE-Schutzeinrichtungen, die nicht im Zuge der Einheitenzertifizierung vermessen wurden (gilt nicht für den Schutz am NAP)

AZ: Anlagenzertifikat
EZA: Erzeugungsanlage
EZE: Erzeugungseinheit
IE: Inbetriebsetzungserklärung
KE: Konformitätserklärung
ÜS: Übergabestation



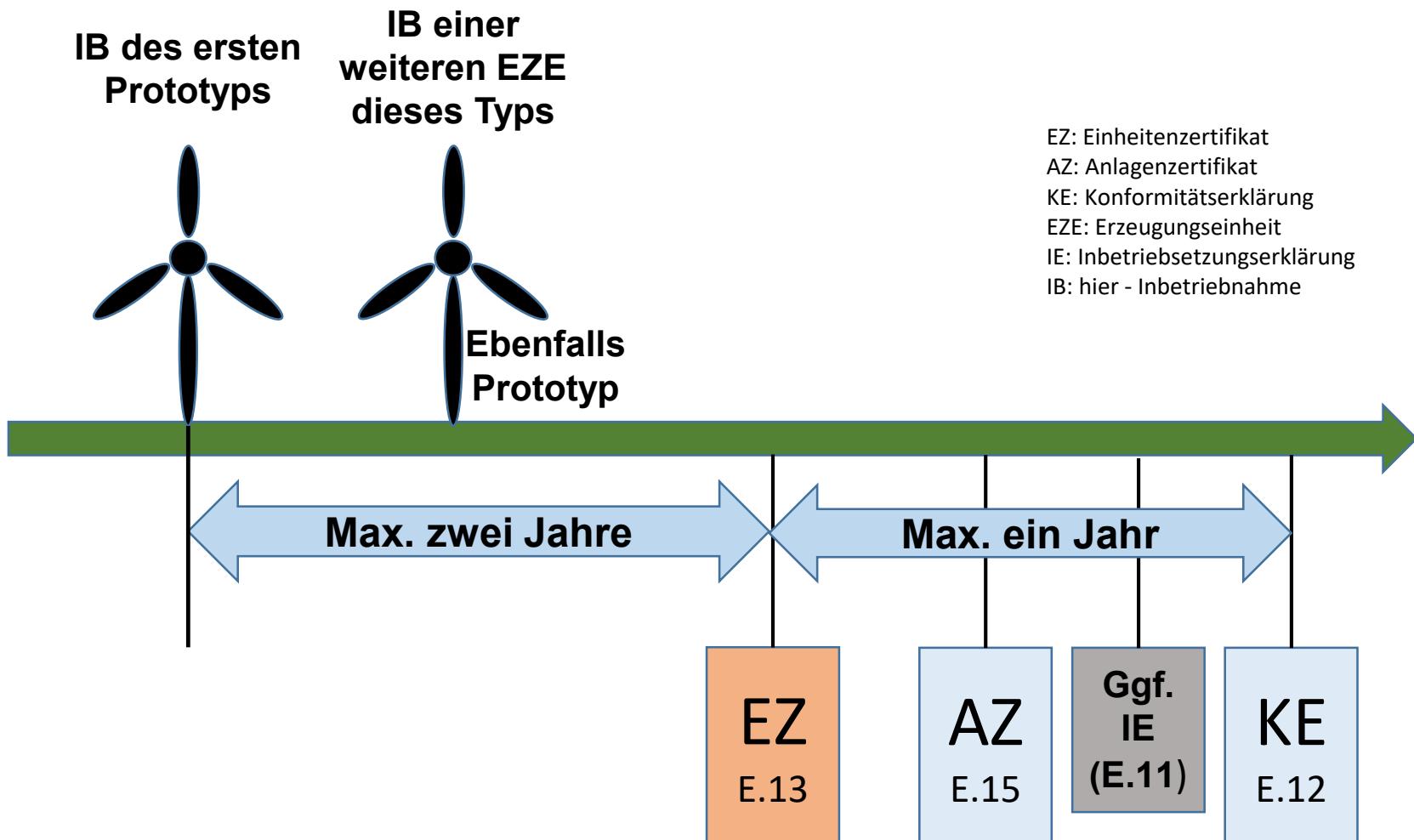
- ▶ **Konformitätserklärungen** gemäß VDE AR-N 4110 nur noch von akkreditierten **Zertifizierungsstellen** auszustellen.
- ▶ Gemäß Kapitel 11.1 der VDE AR-N 4110 muss der Ersteller der Konformitätserklärung gegenüber dem Ersteller der Inbetriebsetzungserklärung **unabhängig** sein (4-Augen Prinzip).
- ▶ Bei **einheitlichen** Wind-EZA: Erstellung der IE durch den Hersteller absolut sinnvoll.
- ▶ Anders evtl. bei **gemischten** EZA.

AZ: Anlagenzertifikat
KE: Konformitätserklärung
EZA: Erzeugungsanlage
EZE: Erzeugungseinheit
ÜS: Übergabestation

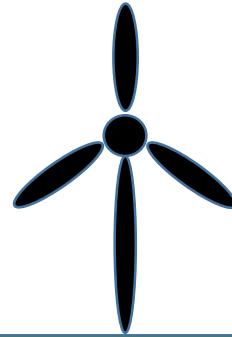


- Bisher waren nur EZE Modelle für das Nachweisverfahren notwendig
- Soweit der Netzbetreiber ein EZA-Modell fordert, ist dieses spätestens mit der KE zu übergeben (Anforderungen in Kapitel 10.6 der VDE AR-N 4110 beschrieben). Plausibilisierungstests sind durchzuführen – ab Hochspannungsanschlüssen durch akk. ZE-Stellen gemäß NELEV.

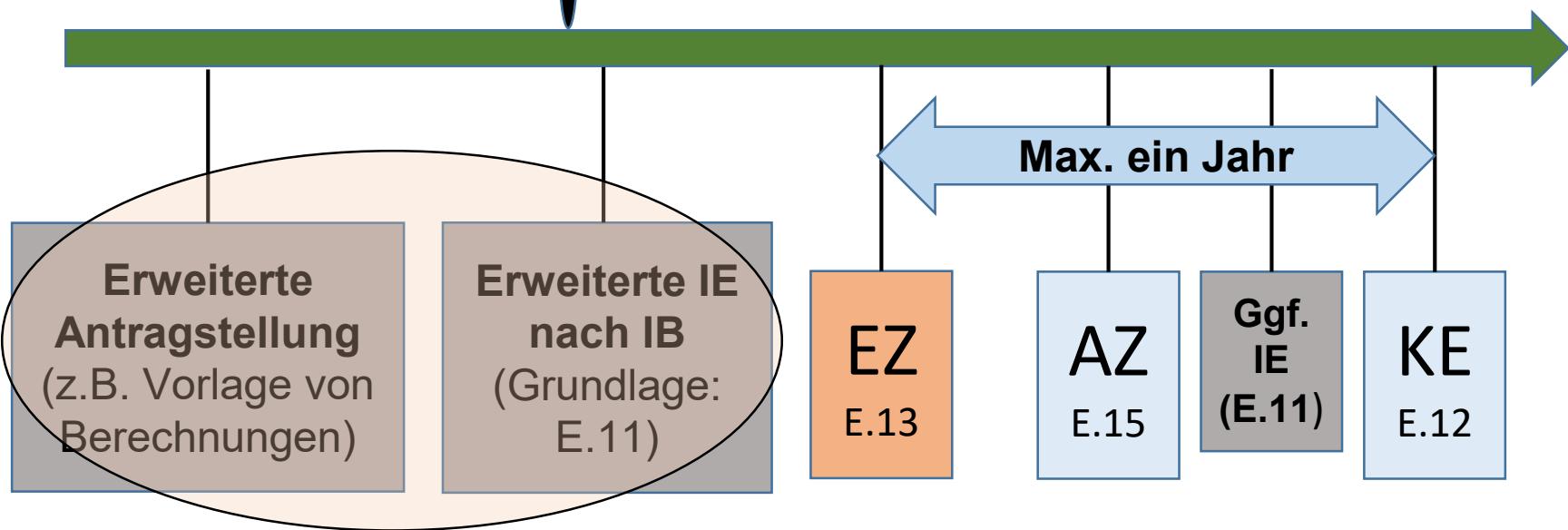
Nachweisverfahren bei Prototypen



IB eines Prototyps



EZ: Einheitenzertifikat
AZ: Anlagenzertifikat
KE: Konformitätserklärung
EZE: Erzeugungseinheit
IE: Inbetriebsetzungserklärung
IB: hier - Inbetriebnahme



► Erweiterte Antragsstellung

- ▶ z.B. Prototypenbestätigung (ausführlicher: mit Anforderungsprüfung!) und
- ▶ Elektroplanung der Erzeugungsanlage (Lastfluss-Berechnung, Wirkleistungssteuerung, statische Spannungshaltung, Schutzkonzept, Abschätzung der Netzrückwirkungen) vorzulegen.

► Erweiterte Inbetriebsetzungserklärung

- ▶ Bestätigung, dass z.B. die in der Elektroplanung ausgewiesenen Bestandteile und Einstellungen der errichteten Erzeugungsanlage vollständig mit der errichteten Erzeugungsanlage übereinstimmen und
- ▶ die Einstellung an den Erzeugungseinheiten hinsichtlich dynamischer Netzstützung den Vorgaben des Netzbetreibers entsprechen und
- ▶ das Konzept zur statischen Blindleistungsbereitstellung, das Konzept zur Wirkleistungssteuerung und das Schutzkonzept unter Berücksichtigung der Anforderungen des Netzbetreibers umgesetzt wurden.

(Beispiele - nicht vollständig)



- ▶ EU-Recht (NC-RfG)
- ▶ Zertifizierungsverfahren – Allgemeines
- ▶ NELEV
- ▶ Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx
- ▶ **Anwendung**
- ▶ Fragen?

Netzanschluss im HS oder MS-Netz

Fall	TAR
EZA -> Kundeneigenes Niederspannungsnetz -> <u>Netzanschlusspunkt im HS-Netz</u> der allg. Versorgung	4120
EZA -> Kundeneigens Niederspannungsnetz -> <u>Netzanschlusspunkt im MS-Netz</u> der allg. Versorgung	4110
EZA \geq 135 kW, Netzanschlusspunkt im MS-Netz der allg. Versorgung	4110
EZA < 135 kW, Netzanschlusspunkt im MS-Netz der allg. Versorgung	4105 (Mittelspannungsschaltanlage gemäß 4110)
EZA -> Kundeneigens Niederspannungsnetz -> Netzanschlusspunkt im MS-Netz der allg. Versorgung	EZE <135kW
Erweiterung um EZE < 135kW	Nach 4110

Netzanschlusspunkt im MS-Netz

Fall	TAR
EZA < 135 kW und Speicher < 135 kW (Installierte Leistung), Netzanschlusspunkt im MS-Netz der allg. Versorgung	4105
KWK, Wind, Wasser, Stirling, Brennstoffzelle, direkt gek. Asynchronen -> jeweils PE max < 30 kW (Auch bei $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$), Netzanschlusspunkt im MS-Netz der allg. Versorgung	4105
EZA $P_{Amax} \geq 36 \text{ MW}$	4110 + Anforderungen aus der 4120

Netzanschluss im Niederspannungsnetz

Fall	TAR
EZA < 135 kW, Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz der allg. Versorgung	4105 – keine explizite Betriebserlaubnis
EZA >= 135 kW, Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz der allg. Versorgung	4105 –explizite Betriebserlaubnis
<u>Anmerkung:</u> Typ 1 EZE sind gemäß 4105 in der Regel jeweils eine EZA, auch wenn mehrere Typ 1 EZE über einem NAP einspeisen	

Bestandsanlagen - Wesentliche Änderungen

Kapitel 1 der VDE AR-N 4110:

Für die Planung eines **Umbaus bzw. einer Erweiterung** einer Kundenanlage ist auf den umzubauenden bzw. zu erweiternden Teil zum Zeitpunkt der Antragstellung für den Umbau bzw. die Erweiterung **gültige technischen Anschlussregel** anzuwenden.

Für die nicht von der Änderung betroffenen Anlagenteile gelten weiterhin die ursprünglichen Technischen Anschlussregeln.

NC-RfG:

- ▶ Bei Erwerb der Hauptkomponenten einer EZA zwischen 17.05.2016 und 17.05.2018 bei gleichzeitiger Information von VNB + ÜNB (bis zum 17.11.2018) gelten die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses zum Erwerb der Hauptkomponenten gültigen Netzanschlussbedingungen.

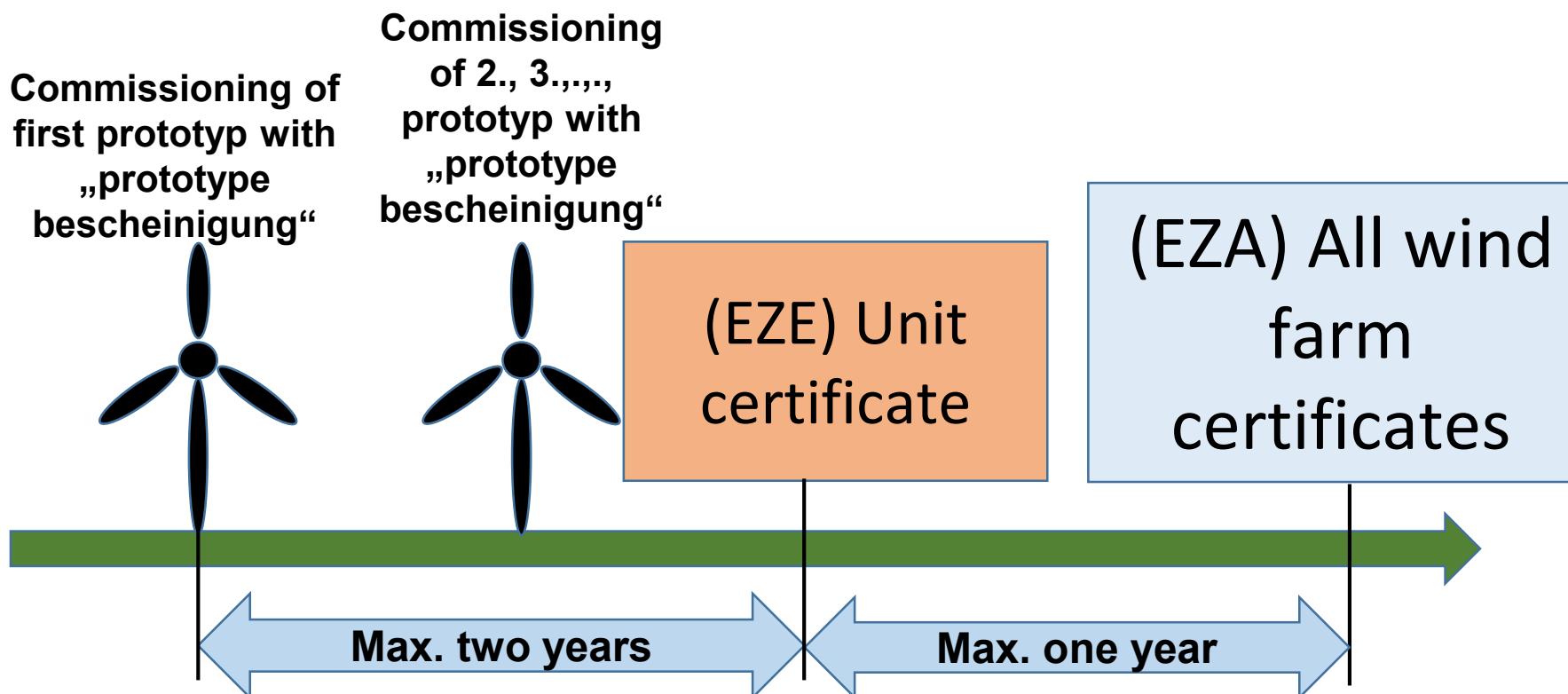


- ▶ Die Mitteilung an die Netzbetreiber muss mindestens den Titel des Vertrags, das Datum der Unterzeichnung und das Datum des Inkrafttretens des Vertrags sowie die Spezifikation der Hauptkomponente enthalten.



- ▶ EU-Recht (NC-RfG)
- ▶ Zertifizierungsverfahren – Allgemeines
- ▶ NELEV
- ▶ Zertifizierungsverfahren gemäß VDE-AR-N 41xx
- ▶ Anwendung
- ▶ **Fragen?**

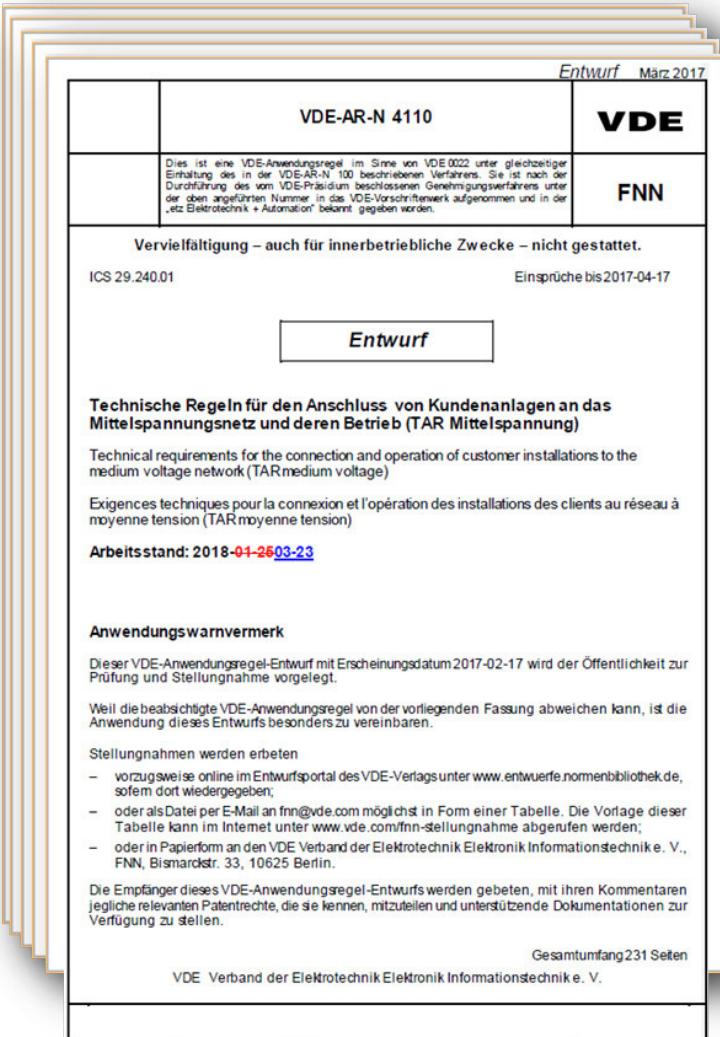
Nachweisverfahren bei Prototypen





W-SK2 Labor Systemintegration Windkraft Teil 2 - Anforderungen VDE-AR-N 4110

Prof. Dr.-Ing. Jens Fortmann



VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netzrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen
- i) 11 Nachweisverfahren

VDE-AR-N 4110: Zeitplan Netzanschlussverfahren

1. Antragstellung und Antragsannahme

Zeit	Schritt	Verantwortlich
Start t_1	Antragstellung	Anschlussnehmer
t_1+8 Wochen	Mitteilung an Anschlussnehmer (Netzanschluss, Netzdaten usw.)	Netzbetreiber
t_1+8 Wochen	Angebot für kostenpflichtige Leistungen	Netzbetreiber
Start t_2	Annahme der kostenpflichtigen Leistungen Bei EZA: + Einrichtung ausgefüllter Vordruck E8	Anschlussnehmer
t_2+3 Wochen	Bei EZA: Übergabe ausgefüllter Vordruck E9	Netzbetreiber

VDE-AR-N 4110: Zeitplan Netzanschlussverfahren

2. Baubeginn Übergabestation

Zeit	Schritt	Verantwortlich
Start t_{BB}	Baubeginn Werksfertigung der Übergabestation bzw. Bestellung der Komponenten	Anschlussnehmer
$t_{BB} - 10$ Wochen (vor Start)	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung	Anschlussnehmer
$t_{BB} - 8$ Wochen (vor Start)	Einreichung des Anlagenzertifikates	Anschlussnehmer
$t_{BB} - 6$ Wochen vor Start	Rückgabe der Unterlagen zur Errichtungsplanung	Netzbetreiber
$t_{BB} - 2$ Wochen (vor Start)	Endgültige Bestätigung der Netzanschlusspunktes + Vertragsentwürfe	Netzbetreiber
$t_{BB} + 2$ Wochen (nach Start)	Bestellung der Wandler für die Abrechnungsmessung	Messstellenbetreiber

VDE-AR-N 4110: Zeitplan Netzanschlussverfahren

3. Inbetriebsetzung Übergabestation

Zeit	Schritt	Verantwortlich
Start t_{IBN}	Inbetriebsetzung Netzanschluss/ Übergabestation/Messtelle Bei EZA: Erteilung der vorübergehenden BA	Netzbetreiber Anschlussnehmer Messstellenbetreiber
t_{IBN} - 4 Wochen (vor Start)	Terminabsprache	Anschlussnehmer
t_{IBN} - 2 Wochen (vor Start)	Übergabe aktualisierte Unterlagen Konformitätserklärung Wandler Schutzprüfprotokolle, Erdungsprotokolle, DGUV V3-Bestätigung, Festlegung Inbetriebnahme-programm , Vertragliches	Netzbetreiber Anschlussnehmer Messstellenbetreiber
t_{IBN} - 5 Werktagen (vor Start)	Vorinbetriebsetzung Abrechnungsmessung	Messstellenbetreiber
t_{IBN} - 2 Werktagen (vor Start)	Bei Fernwirktechnik: Abschluss Bittest	Netzbetreiber

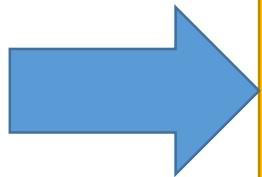
VDE-AR-N 4110: Zeitplan Netzanschlussverfahren

4. Inbetriebsetzung EZE und EZA

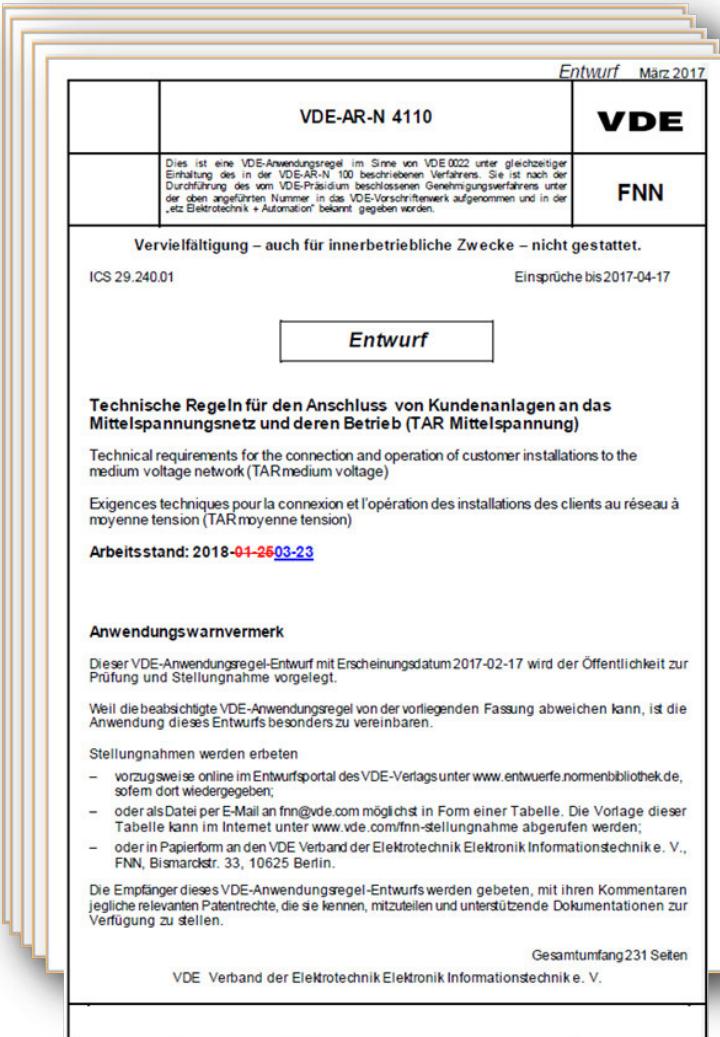
Zeit	Schritt	Verantwortlich
$t_{IBN\ EZE} = 0$	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten (EZE) Abgabe der Inbetriebsetzungsprotokolle	Anschlussnehmer
Start $t_{IBN\ EZA}$	Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage (EZA) Abgabe der Inbetriebsetzungserklärung	Anschlussnehmer
$t_{IBN\ EZA} - 2$ Wochen (vor Start $t_{IBN\ EZA}$)	Inbetriebsetzung der letzten EZE in der EZA	Anschlussnehmer
$t_{IBN\ EZA} + 6$ Monate (nach Start $t_{IBN\ EZA}$)	Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis	Anschlussnehmer Netzbetreiber
	Die vorübergehende Betriebserlaubnis endet 6 Monate der der IBN der EZA, jedoch maximal 12 Monate nach der IBN der ersten EZE	

Kapitel 4.2.1 der VDE-AR-N 4110

- ▶ Die angegebenen Zeiten sind Richtwerte.
- ▶ Abweichungen zu dem Zeitplan dürfen bilateral zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbart werden.
- ▶ Insbesondere die Art, den Umfang und den Zeitpunkt zur Übergabe und zum Abschluss der notwendigen Netzverträge dürfen Netzbetreiber separat festlegen.
- ▶ Erforderliche Nachbesserungen dürfen die Zeitangaben verschieben.



Beispiel: Das Anlagenzertifikat wird praktisch erst 4 Wochen vor **IBN** des Netzanschlusses möglich sein.



VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) **5.4 Netzrückwirkung**
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen
- i) 11 Nachweisverfahren

- 1. Zulässige Spannungsänderung (5.3)**
- 2. Schnelle Spannungsänderungen (5.4.2)**
- 3. Flicker (5.4.3)**
- 4. Oberschwingungen und Zwischenharmonische (5.4.4)**

Weitere Sonderfälle

- 5. Kommutierungseinbrüche (5.4.5)**
- 6. Unsymmetrien (5.4.6)**
- 7. Tonfrequenz-Rundsteuerung (5.4.7)**
- 8. Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes (5.4.8)**

Kapitel 5.3 der VDE-AR-N 4110

Zulässige Spannungsänderungen

Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen und Speichern mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.

$$\Delta u_a \leq 2\%$$

- ▶ EZA
 - ▶ Schaltungen der gesamten Kundenanlage
 - ▶ Ermittlung über Lastflussberechnung
 - ▶ Grundsatz zur Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Schnelle Spannungsänderungen durch Schaltvorgänge

- ▶ EZE:
 - ▶ Ermittlung über ku Faktor für jeden EZE Typ
- ▶ EZA:
 - ▶ Aufsummieren der einzelnen Spannungsänderungen unter Berücksichtigung des Schaltkonzeptes
- ▶ Kapitel 5.4.2 der VDE-AR-N 4110

Spannungsänderung	Häufigkeit (n)	Pausenzeit (z) zwischen den Spannungsänderungen
0 % – 2 % ^a	für 2 % → 9 mal in 2 h	13 min
2 % – 3 %	3 mal in 2 h	40 min
3 % – 5 %	2 mal in 24 h	5 h

Definition Flicker

- ▶ Flicker ist der subjektive Eindruck von Leuchtdichteänderungen, was man umgangssprachlich als Flackern oder Flimmern des Lichtes bezeichnet.
- ▶ Ursache:
 - ▶ Zeitliche Änderung des Effektivwertes der Versorgungsspannung

VDE-AR-N 4110

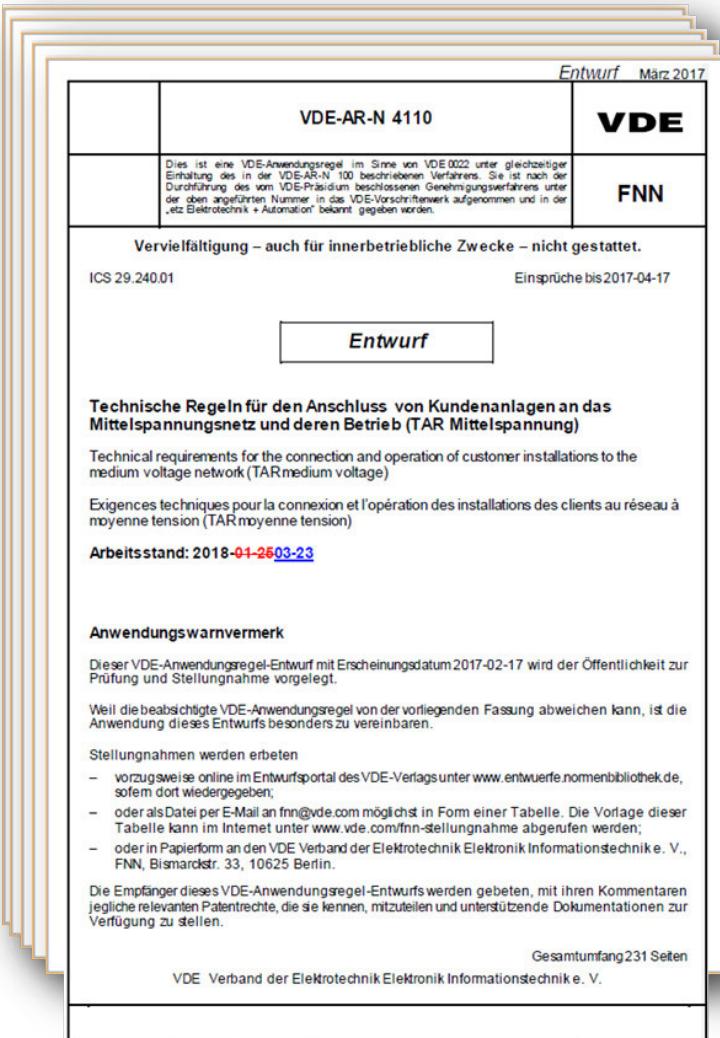
Oberschwingungen und Zwischenharmonische

- ▶ Harmonische nur bis zur 40. Ordnungszahl
- ▶ Keine Überschreitung der Grenzwerte mehr zugelassen!
- ▶ Dafür allerdings Grenzwerte angehoben
- ▶ Eventuelle Resonanzen sind zu berücksichtigen (gemäß DACH-CZ Richtlinie)
- ▶ Bei theoretischer Überschreitung wird eine Nachmessung gefordert

VDE-AR-N 4120

Oberschwingungen und Zwischenharmonische

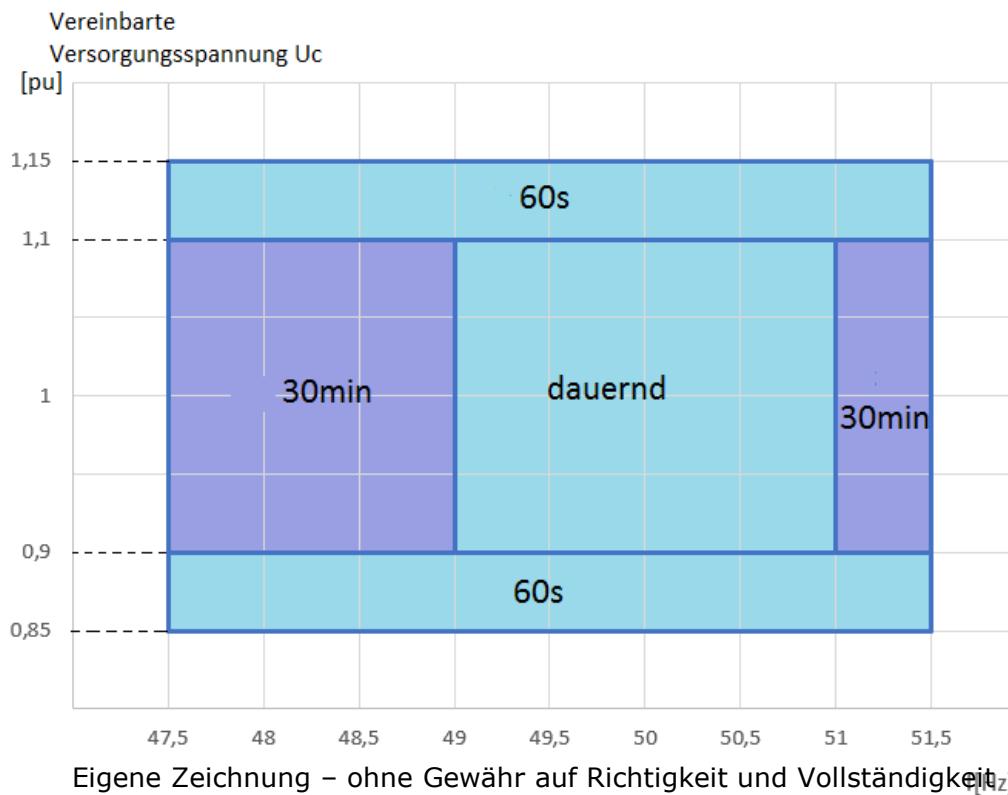
- ▶ Harmonische nur bis zur 40. Ordnungszahl
- ▶ Maximale Überschreitung der Grenzwerte um 50% reduziert, d.h.
 - ▶ Ordnungszahlen $(6n) \pm 1$ (mit $n=1....4$) max. 100%
 - ▶ Übrigen Frequenzen max. 200%
 - ▶ 6 Überschreitungen zulässig
- ▶ Eventuelle Resonanzen sind zu berücksichtigen (gemäß DACH-CZ Richtlinie)
- ▶ Bei theoretischer Überschreitung wird eine Nachmessung gefordert



VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netzrückwirkung
- c) **10.2.1 Quasistationärer Betrieb**
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.3 Schutzeinrichtungen
- h) 10.2.6 EZA Modelle
- i) 11 Nachweisverfahren

VDE-AR-N 4110: Quasistationärer Betrieb



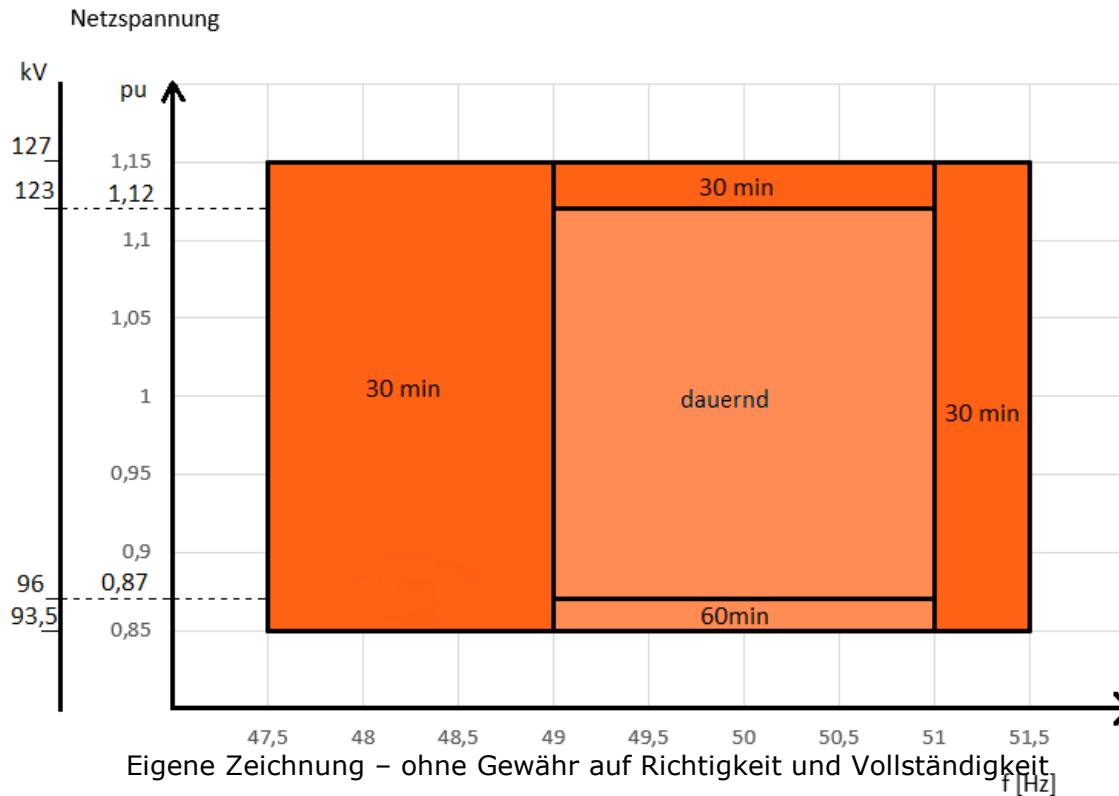
- Quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von < 5 % Un/min und einen Frequenzgradienten von < 0,5 % fn/min

- Der Nachweis für die EZE kann durch Herstellererklärungen erbracht werden

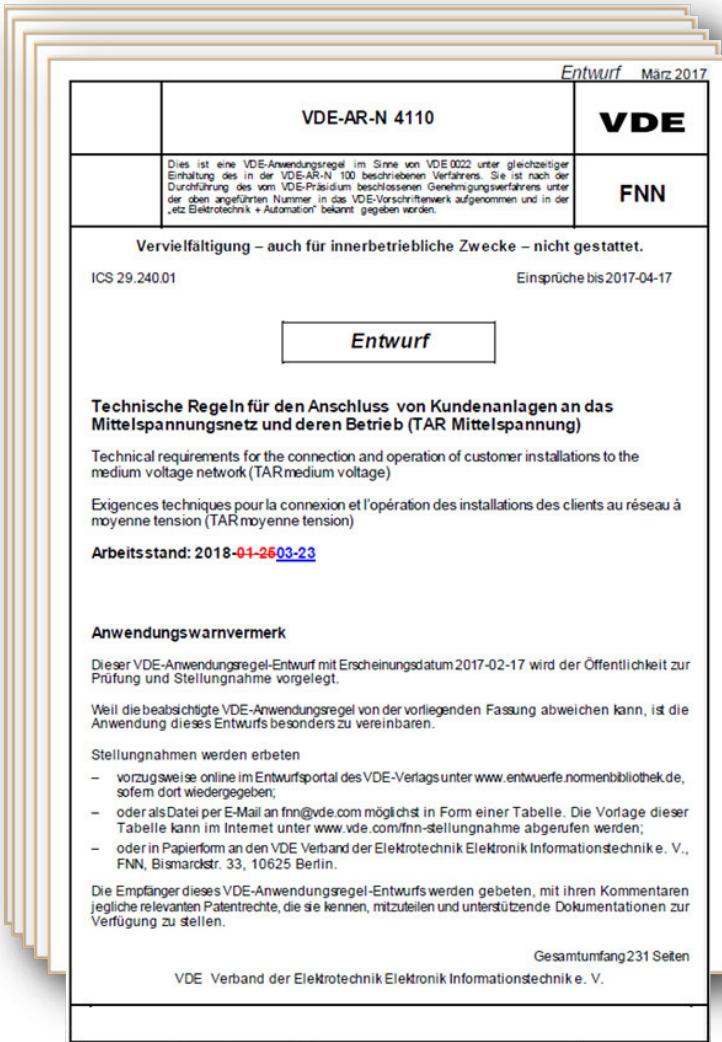
Anmerkung:

- Bei Spannungen außerhalb des Spannungsbandes 90 % bis 110 % U_c kann zum Schutz der Erzeugungsanlage die Wirkleistungs- und die Blindleistungseinspeisung reduziert werden

VDE-AR-N 4110: Quasistationärer Betrieb



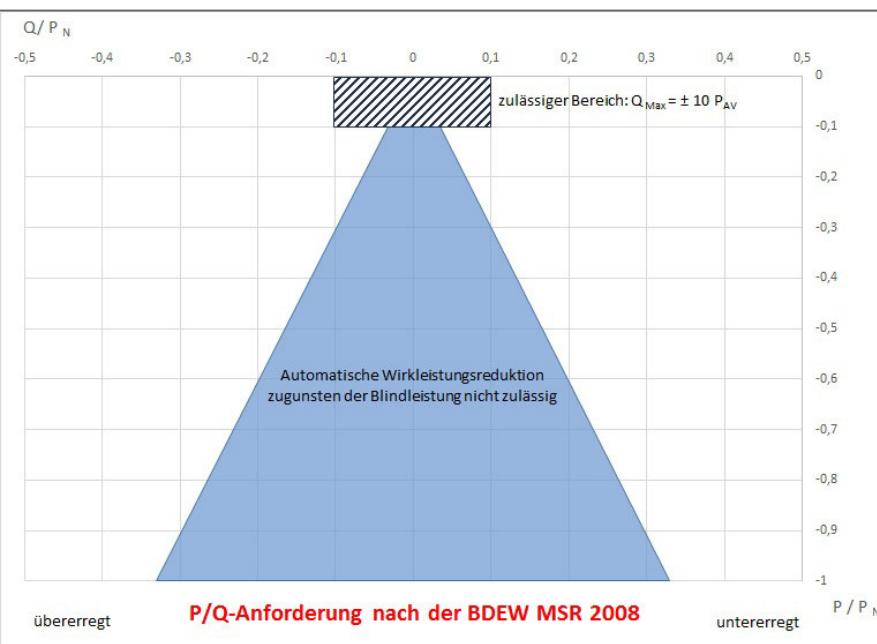
- ▶ Diskrepanz zwischen Bemessungsspannung für Betriebsmittel (123 kV)
- ▶ Trafoimpedanz (in Mittelstellung) darf 40 Ohm nicht unterschreiten, ausnahmen können vom Netzbetreiber zugelassen werden (bei Parallelschaltung zählt die resultierende Impedanz)



VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung**
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.3 Schutzeinrichtungen
- h) 10.2.6 EZA Modelle
- i) 11 Nachweisverfahren

VDE-AR-N 4110: Statische Spannungshaltung



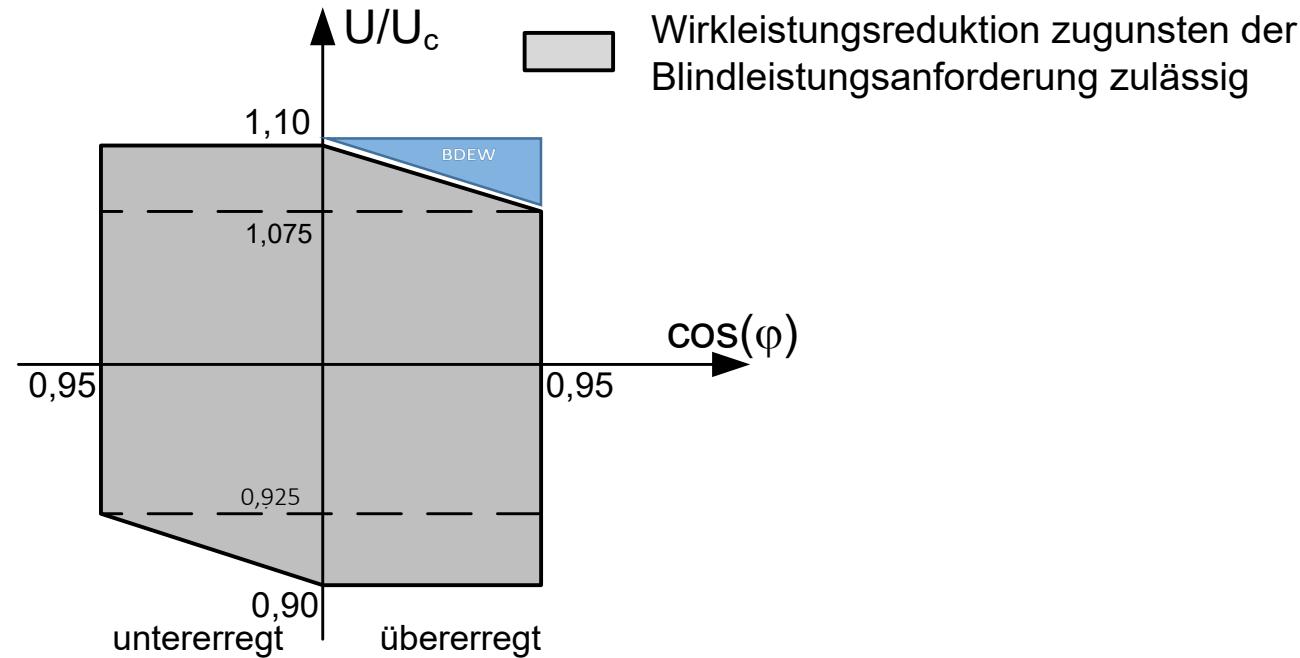
Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

- $\cos \varphi = 0,95$ (statt 0,9 in Entwurfsfassung), dafür „Blockformat“ anstelle $\cos \varphi$ -Begrenzung aus der BDEW im **Teillastbereich**
- In jedem Arbeitspunkt ($>20\% P_N$) muss eine Blindleistung von 33% der installierten Anlagenleistung P_{Inst} am Netzanschlusspunkt vorgehalten werden ($Q/P_{Inst} = 0,33$)

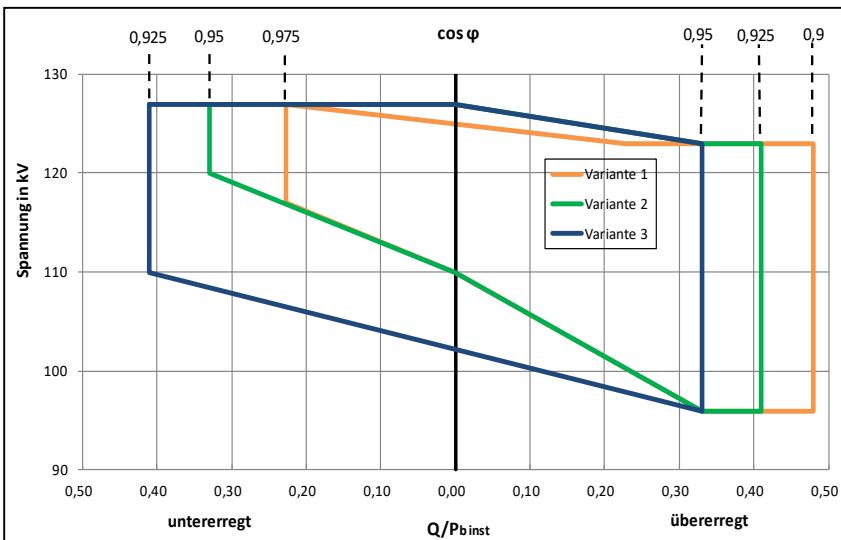
VDE-AR-N 4110: Statische Spannungshaltung



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

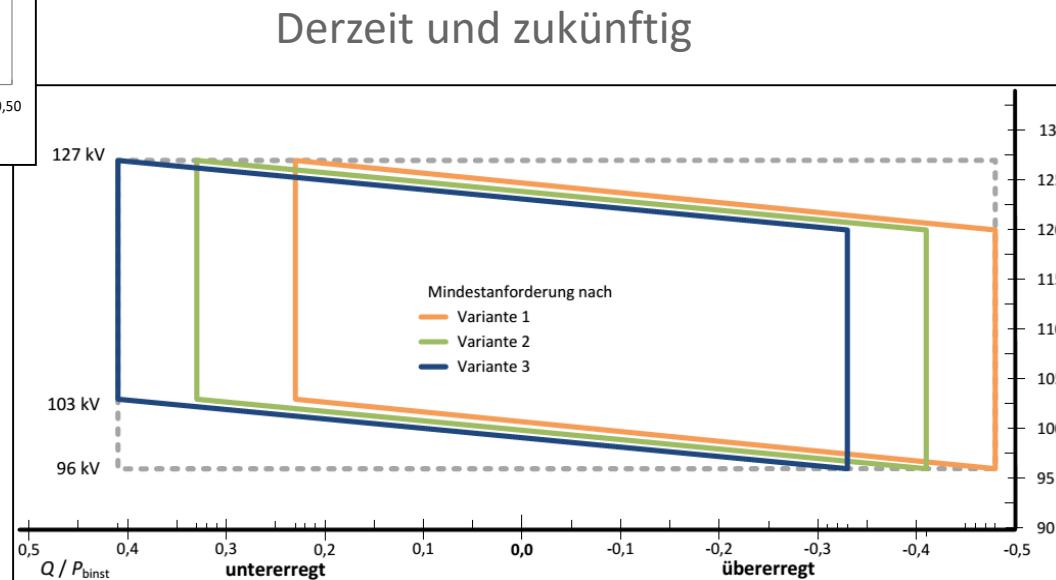
- Spannungsband von $0,9 U_c$ bis $1,1 U_c$
- Bei Überspannung übererregter Bereich „abgeschnitten“ (analog zum untererregtem Bereich bei Unterspannung)

VDE-AR-N 4110: Statische Spannungshaltung Spannung - Blindleistung



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

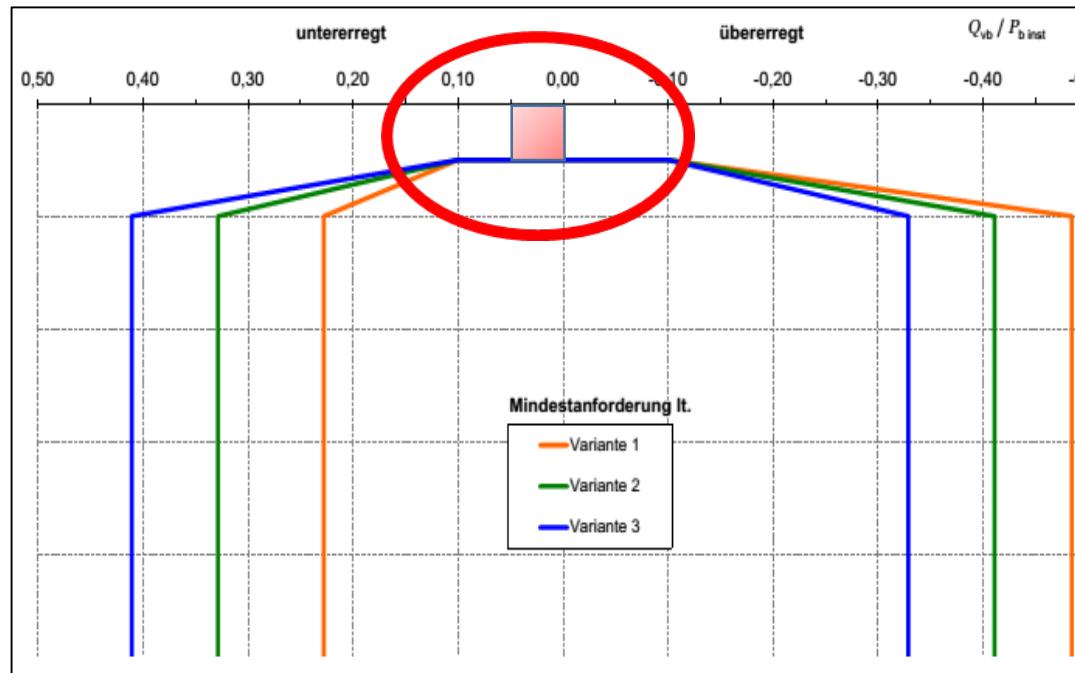
Früher (TC 2007)



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

VDE-AR-N 4110: Statische Spannungshaltung

Teillastbereich



- ▶ Im Bereich kleiner 10% Pmom, max. 5% des Betrages von PAV allerdings nur untererregt / Übererregter Betrieb generell unzulässig
- ▶ Bei Schalten von Kompensationsanlagen maximale Spannungsänderung am NAP gemäß Kapitel 5.4.2 (schnelle Spannungsänderung)

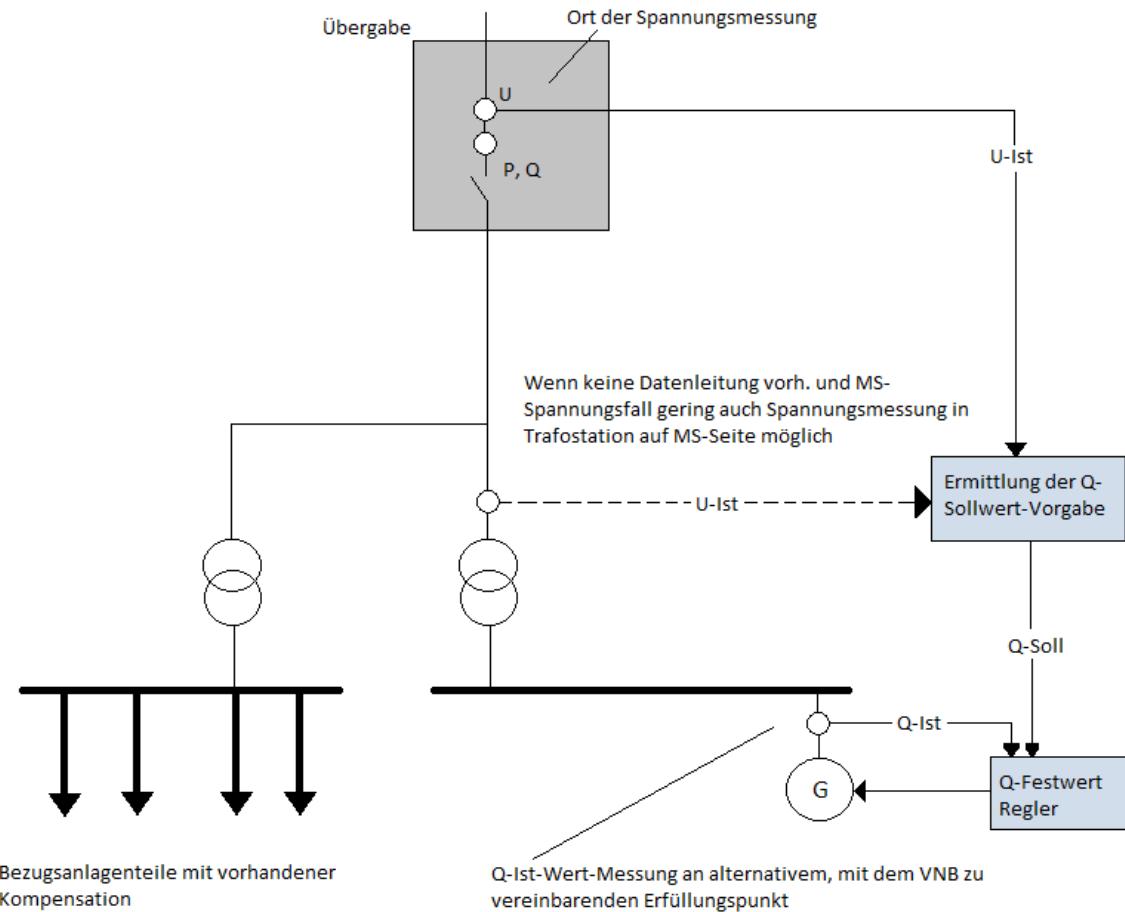
3 bzw. 4 Fahrweisen müssen möglich sein:

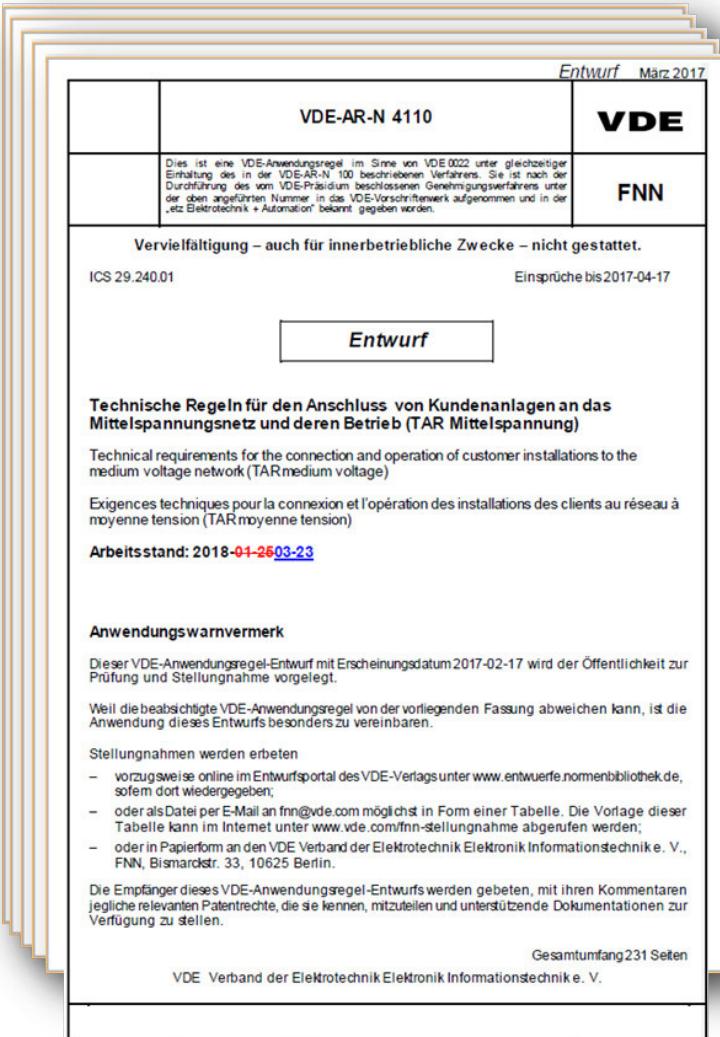
1. Blindleistungs-
Spannungskennlinie $Q(U)$
2. Kennlinie Blindleistung als
Funktion der Wirkleistung $Q(P)$ – nicht in der Hochspannung
3. Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion
4. Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Wichtig:

*Fernwirkechnische und **manuelle** Umschaltung zwischen den
Regelverfahren **muss** möglich sein*

Generell kann eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen, üblicherweise in Fällen in denen die vereinbarten Bezugsleistung 50% der installierte Wirkleistung P_{inst} der EZA überschreitet.





VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netzrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) **10.2.3 Dynamische Netzstützung**
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen

PPM capabilities

Fast fault current injection :

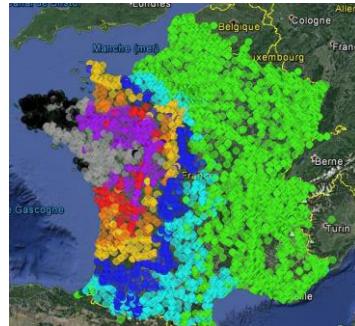
- Improve transient stability of synchronous units
- Limit propagation of voltage dip during a fault

Fault Ride Through (FRT) :

- avoid the loss of a large amount of units due to a fault at transmission voltage level.
- FRT-profile defined by each TSO, depending on network protection schemes

Retained voltage during a symmetrical fault at 400 kV voltage level

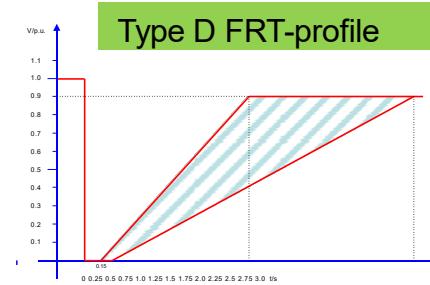
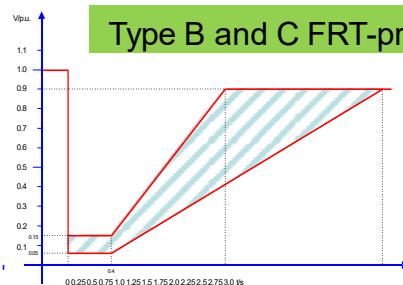
Without fast fault current injection (K=0)



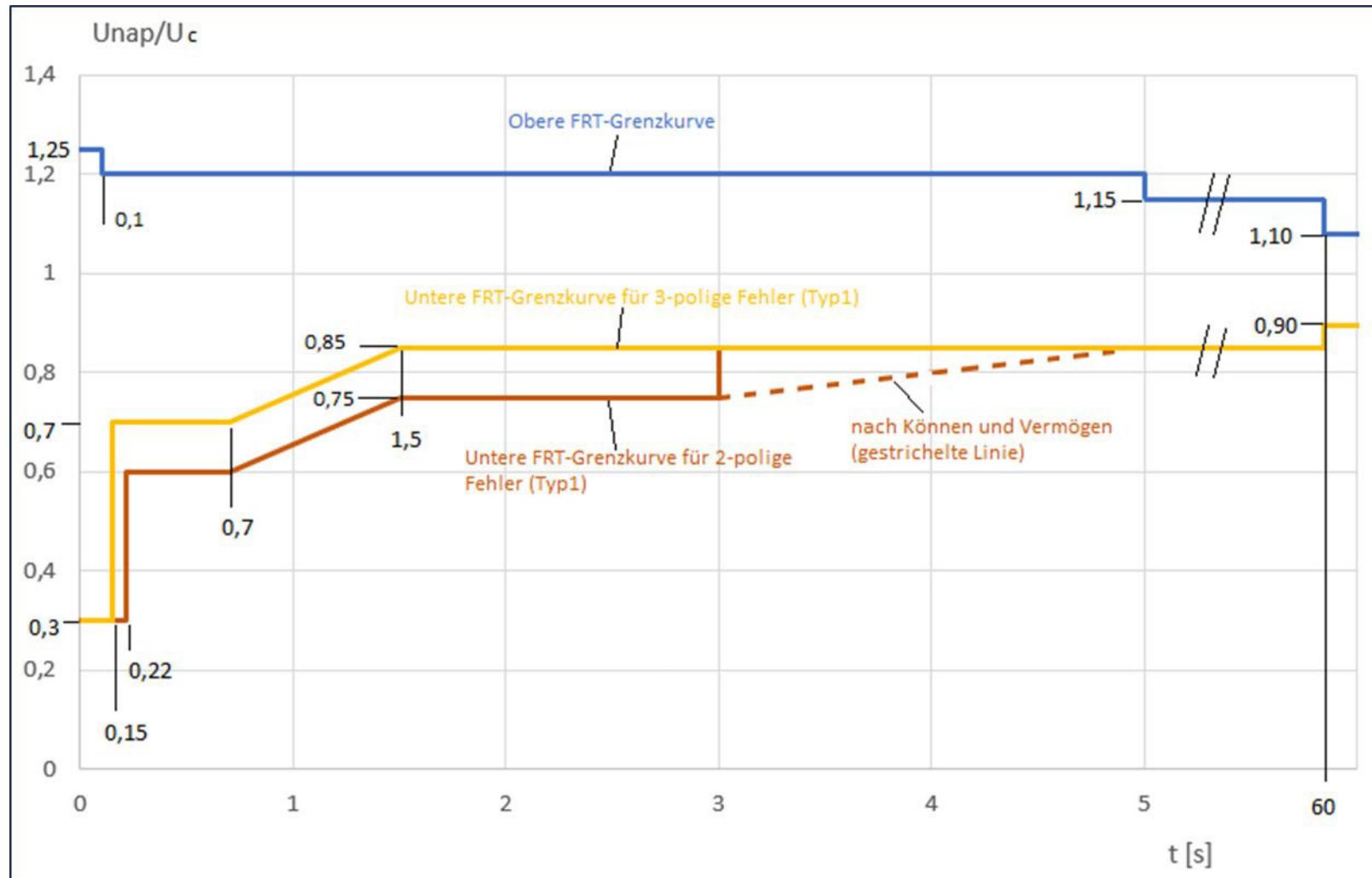
With fast fault current injection(K=2)



	Retained voltage
darkest shade	<5%
lightest shade	>75%
grey	<15%
purple	<25%
red	<35%
orange	<45%
yellow	<55%
blue	<65%
cyan	<75%

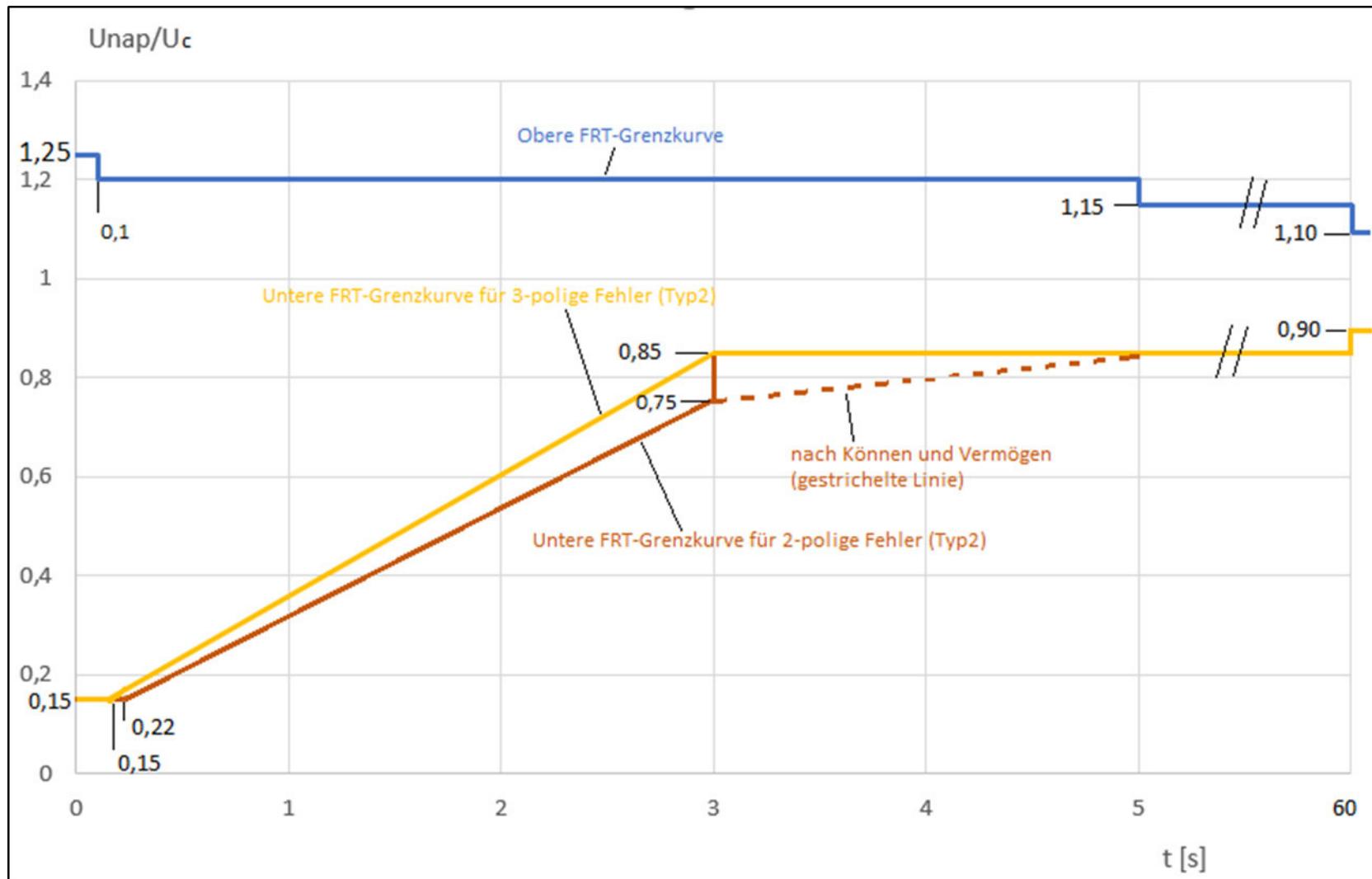


VDE-AR-N 4110: Dynamische Netzstützung EZE Typ 1



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

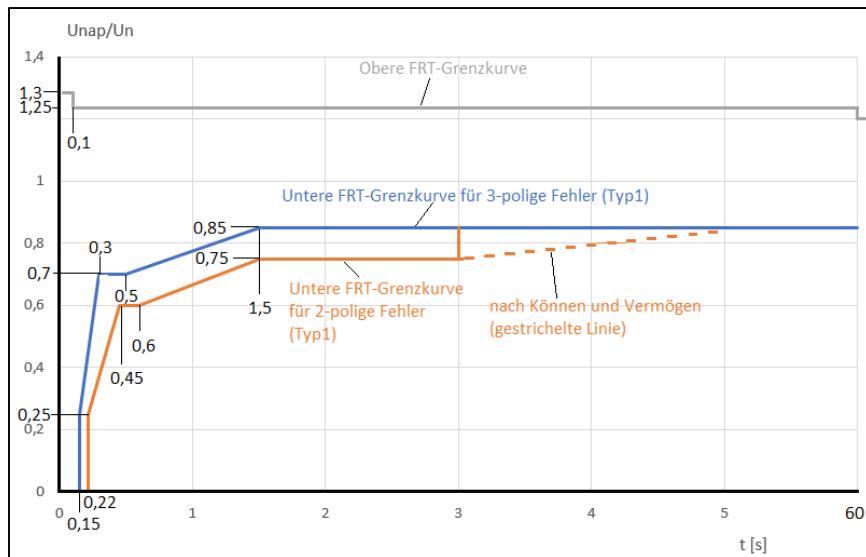
VDE-AR-N 4110: Dynamische Netzstützung EZE Typ 2



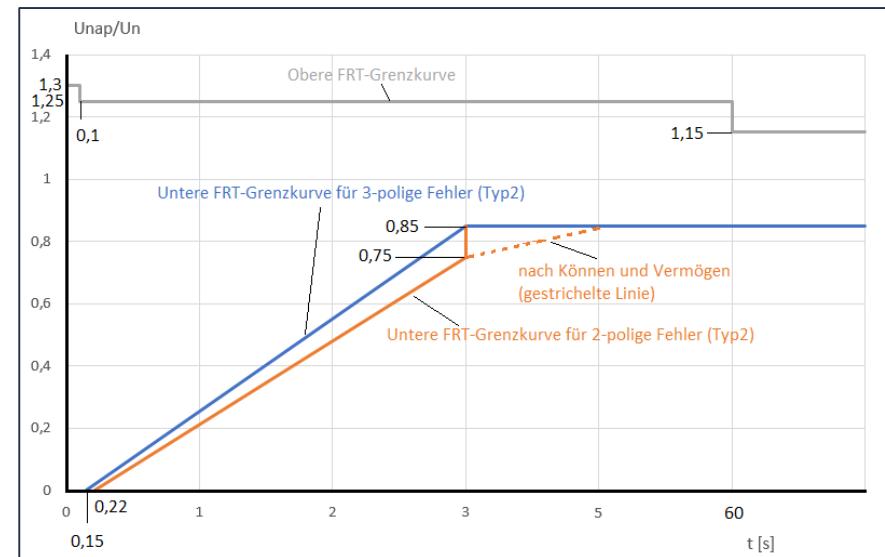
VDE-AR-N 4120: Dynamische Netzstützung

Dynamische Netzstützung

Typ 1



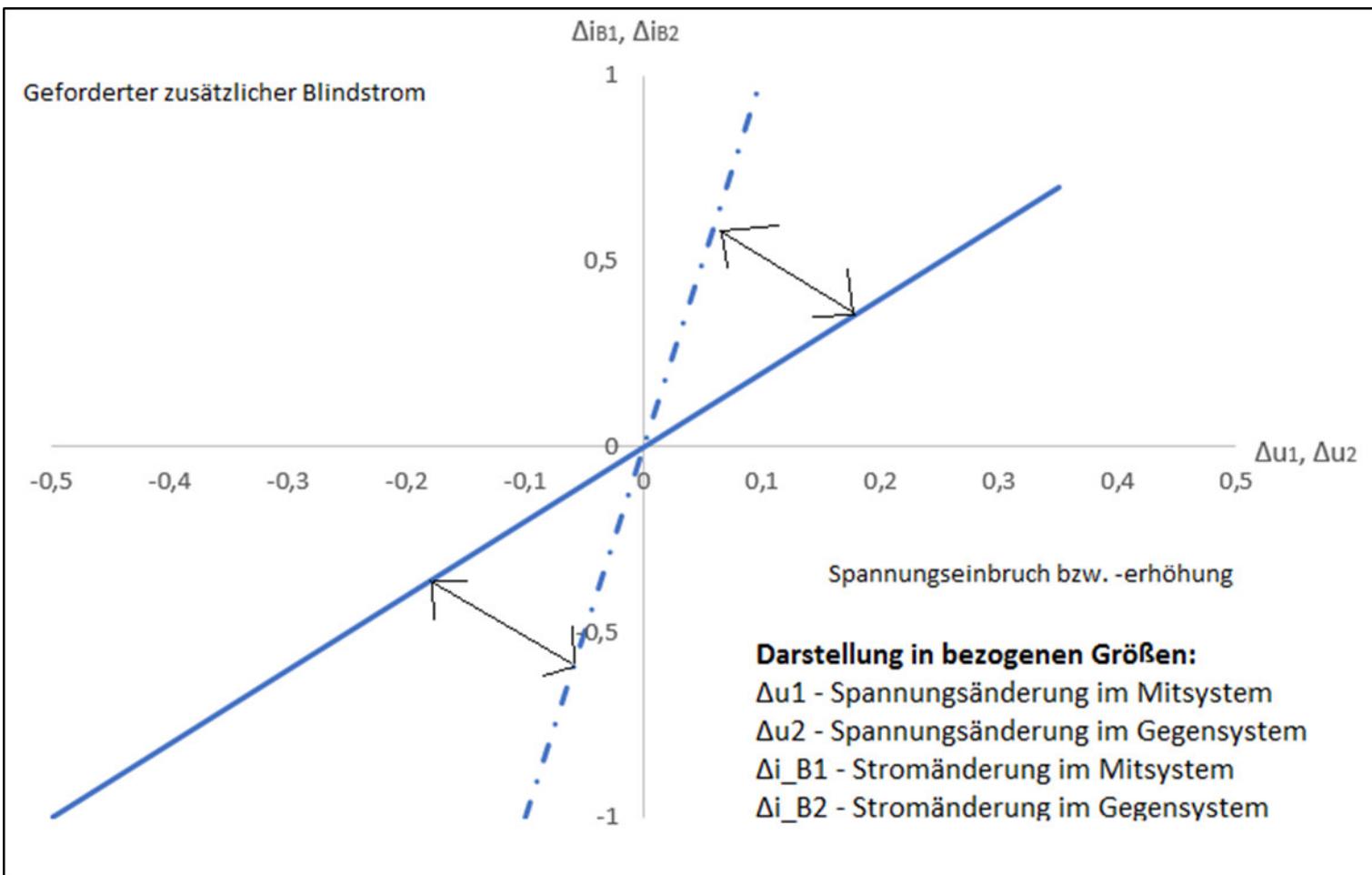
Typ 2



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

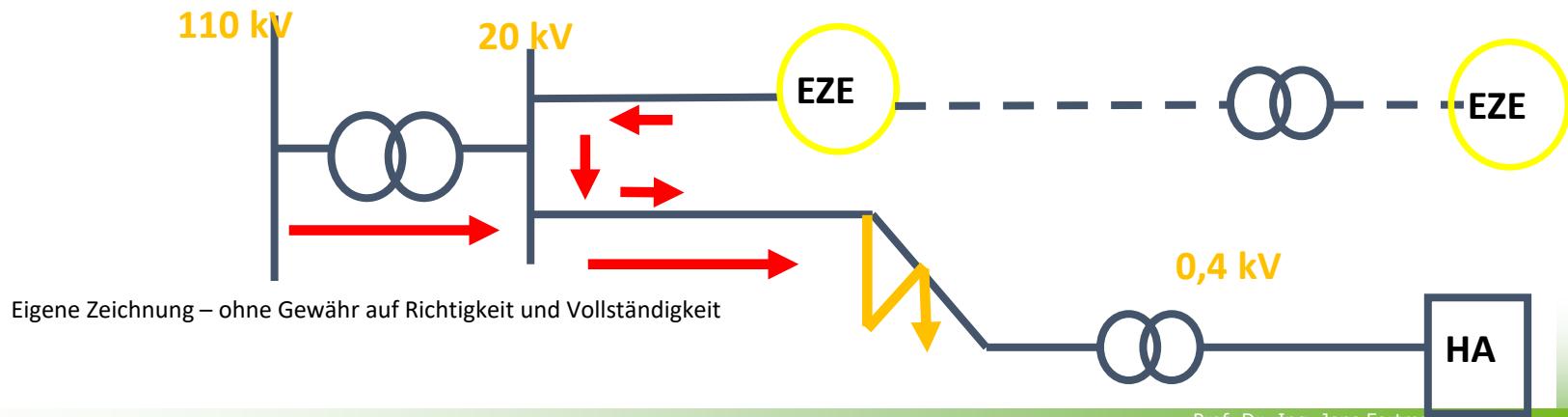
- ▶ Obere FRT Kurve deutlich länger als in der Mittelspannung (60 Sekunden) und höher (bis zu 1,3 UNAP/U)
- ▶ LVRT Kurven gehen beide bis 0 % runter
- ▶ Keine eingeschränkte dynamische Netzstützung

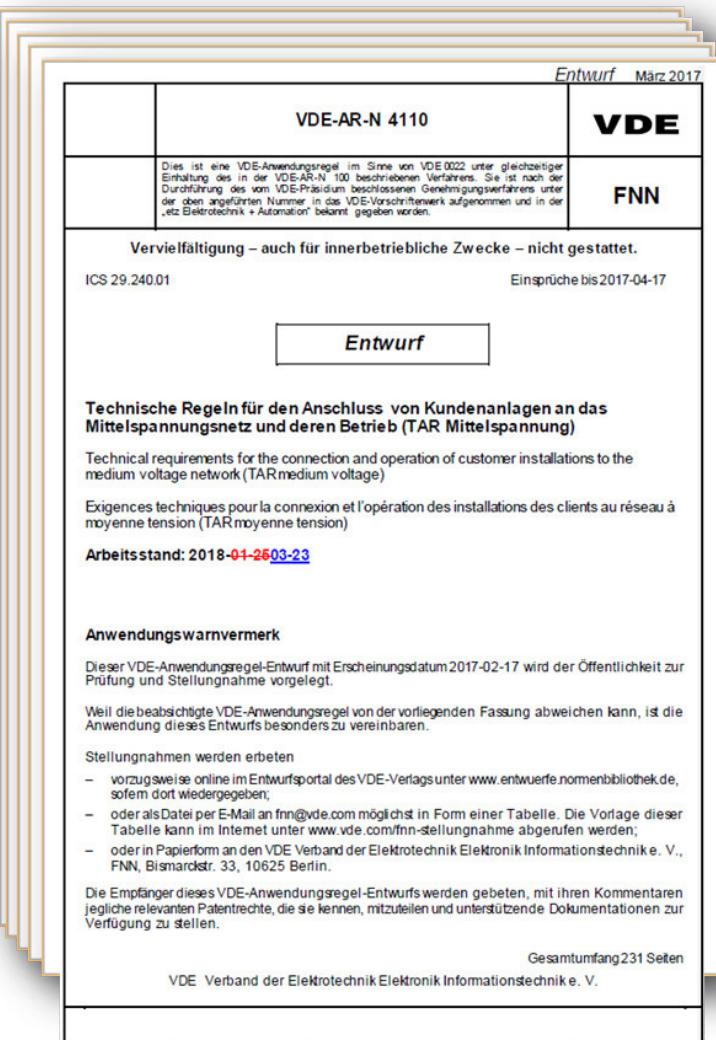
VDE-AR-N 4110: Dynamische Netzstützung Spannungsstützung bei Netzfehlern für EZE Typ 2



Eigene Zeichnung – ohne Gewähr auf Richtigkeit und Vollständigkeit

- ▶ Nur in der Mittelspannung
- ▶ Auf Anforderung des NB kann dieser die eingeschränkte dyn. Netzstützung für Typ 2 Einheiten fordern
- ▶ Auch bei geforderter eingeschränkter dyn. Netzstützung gelten für EZA bei Spannungen oberhalb von $0,7 U_c$ die Anforderungen an die vollständige dynamische Netzstützung.
- ▶ Die vorgenannte Anforderung gilt ab dem 01.01.2021. Bis dahin darf die EZA direkt nach Fehlerbeginn die eingeschränkte dyn. Netzstützung springen.
- ▶ Geringe Wirk- und Blindstromeinspeisung im Fehlerfall spätestens nach 60 ms $< 20 \% I_r$ und nach 100 ms $< 10 \% I_r$ sein.
- ▶ Wichtig für AWE und eventuell zur Kurzschlussstrombegrenzung
- ▶ dsAg ist im Gegensystem eine proportionale Spannung zulässig





VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) **10.2.4 Wirkleistungsregelung**
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen
- i) 11 Nachweisverfahren

VDE-AR-N 4110: Wirkleistungsabgabe

EZA – Wirkleistungsabgabe / Leistungssenkung

- ▶ 0 – 100% P_N
- ▶ Nicht schneller als 0,66% P_N/s (2,5 min)
- ▶ Nicht langsamer als 0,33% P_N/s (5 min)
Ausnahme: Sollwertvorgabe durch Dritte auch langsamer
- ▶ VKM < 50% $P_{b,inst}$ nur bis zur zulässigen Betriebsdauer

In den folgenden Fällen ist der NB berechtigt zu reduzieren:

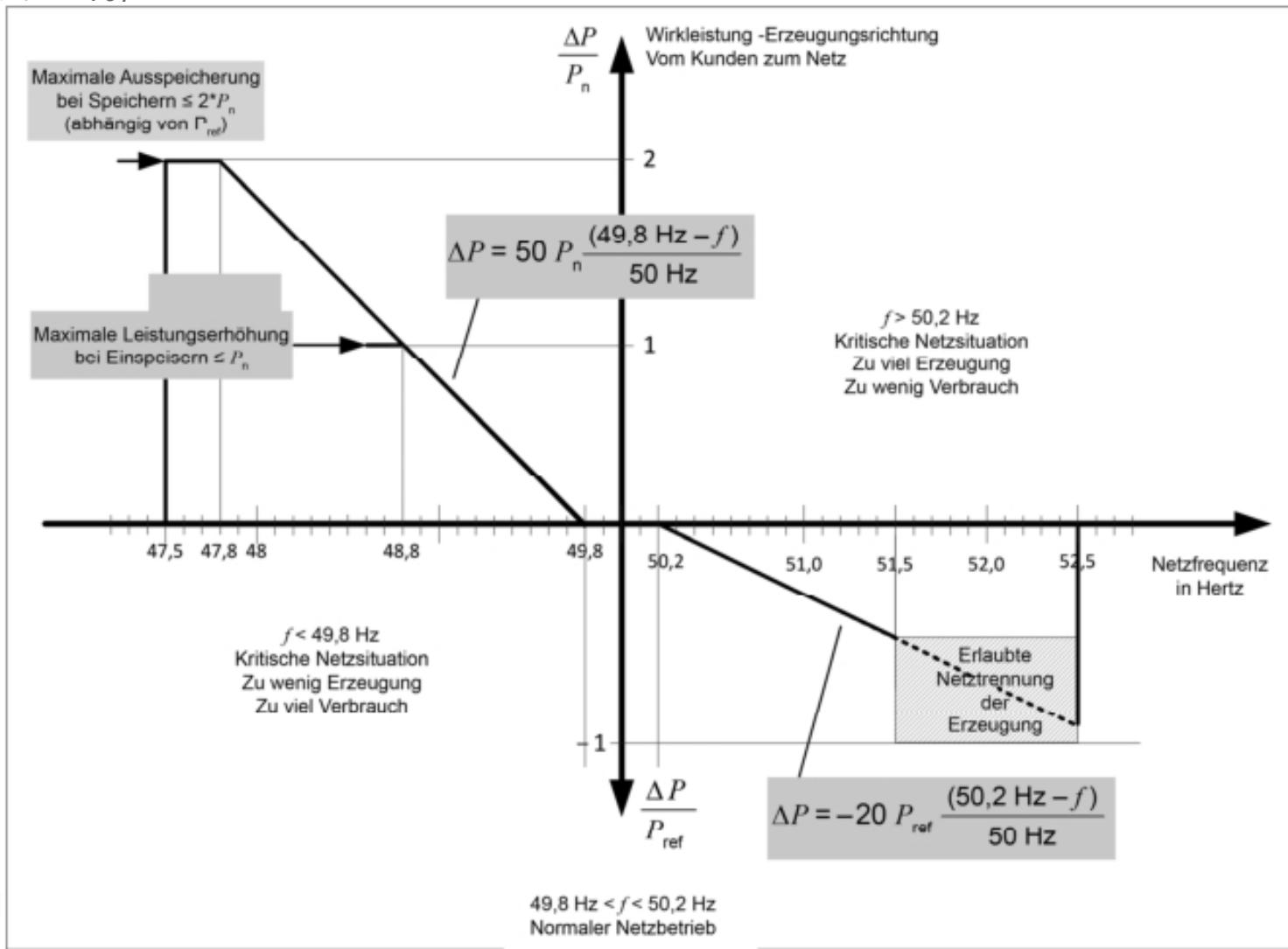
- ▶ pot. Gefahr für den sicheren Systembetrieb
- ▶ Engpässe bzw. Gefahr von Überlastungen im Netz des NB
- ▶ Gefahr einer Inselnetzbildung
- ▶ Gefährdung der stat. oder dyn. Netzstabilität
- ▶ Systemgefährdender Frequenzanstieg
- ▶ Instandsetzungen bzw. Durchführung von Baumaßnahmen
- ▶ Resynchronisation von Teilnetzen
- ▶ im Rahmen des NSM (NetzSicherheitsManagement)

VDE-AR-N 4110: Wirkleistungsabgabe

EZA – Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz

- Die Statik der frequenzabhängigen Wirkleistungseinspeisung

$$s = \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}} \text{ muss von 2% bis 12% einstellbar sein.}$$



Zuletzt eingetreten:
2006

Verhalten bei gefährdetem System

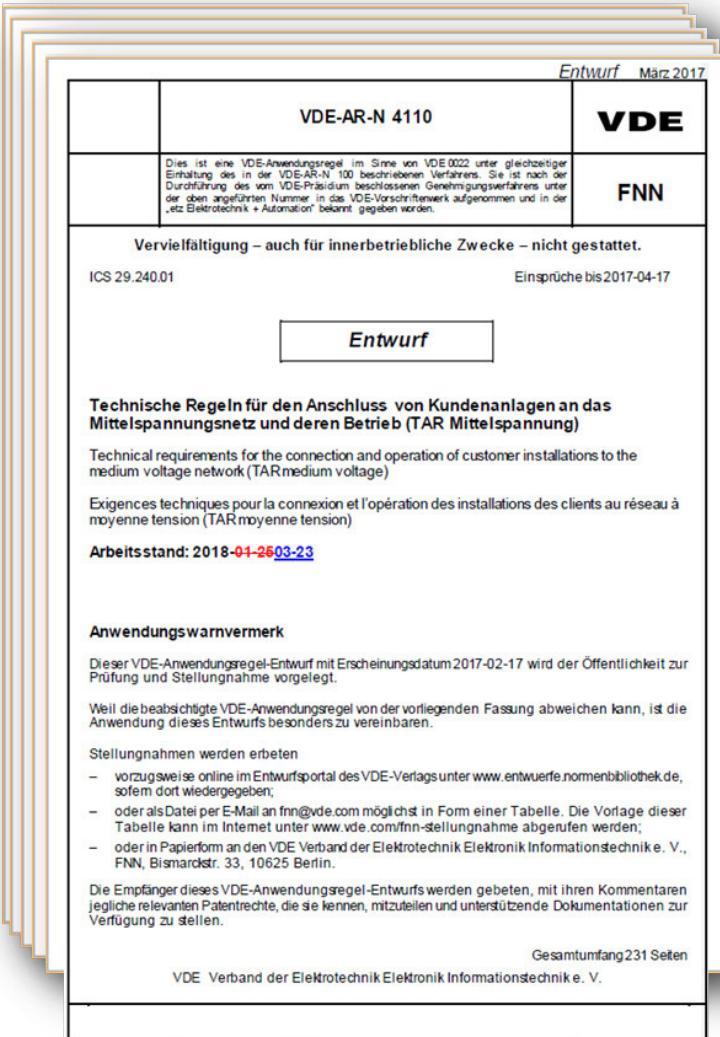
► falls $f < 49,8 \text{ Hz}$ oder $f > 50,2 \text{ Hz}$ gilt: System ist gefährdet

- ▶ P-Änderungen haben Vorrang vor Markt (Entspricht EnWG §13)
- ▶ P-Änderungen haben keinen Vorrang vor NSM

Begründung: wenn NSM genutzt wurde, ist das Netz nahe an 100% Auslastung in der MS-Ebene; mit weiterer Leistungserhöhung wird Schutzauslösung und der Verlust der gesamten Erzeugung riskiert

► Wann ist das vorbei?

- ▶ Wenn $49,8 \text{ Hz} < f < 50,2 \text{ Hz}$ für 10 Minuten, dann Normalbetrieb



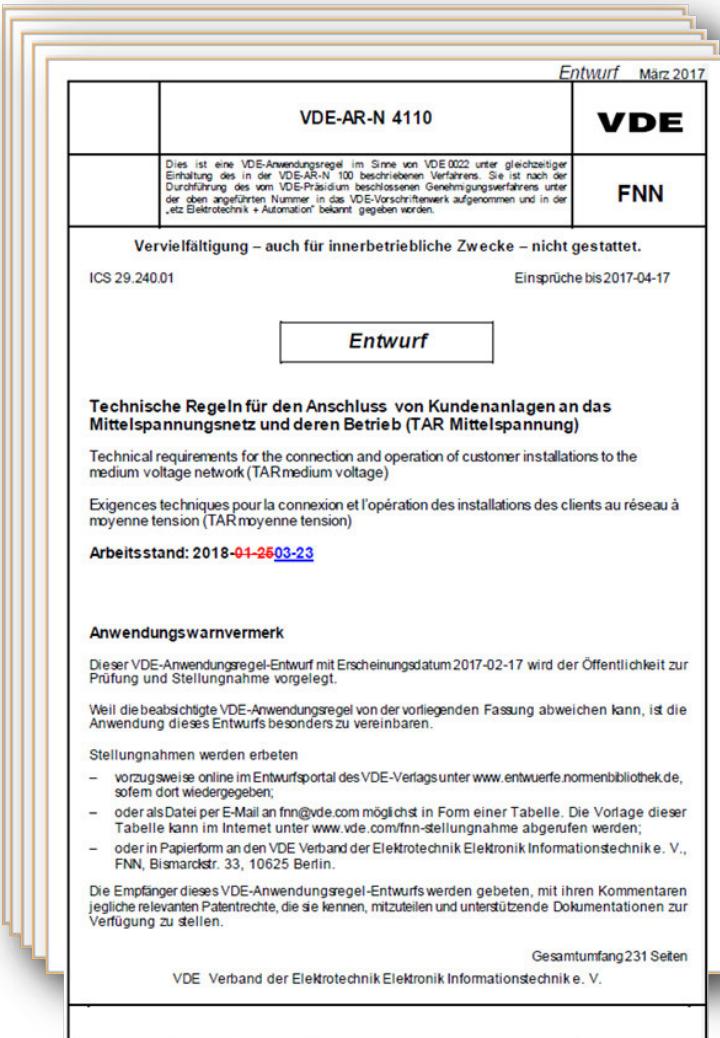
VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netzrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle**
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen

- ▶ Der Netzbetreiber ist berechtigt, rechnerlauffähige validierte Simulationsmodelle der Erzeugungsanlage (EZA-Modell) vom Anlagenbetreiber zu verlangen.
- ▶ Der Netzbetreiber gibt vor in welchen Simulationsumgebungen das Modell funktionieren muss.
- ▶ Validierung erfolgt gegen das validierte Modell welches im Anlagenzertifikat verwendet wird.
→ können im Rahmen der Anlagenzertifizierung erstellt, validiert und an den Betreiber übergeben werden



Hintergrund: Es sollen Berechnung von Systemstudien mit einem relevanten Anteil von dezentralen EZA möglich sein

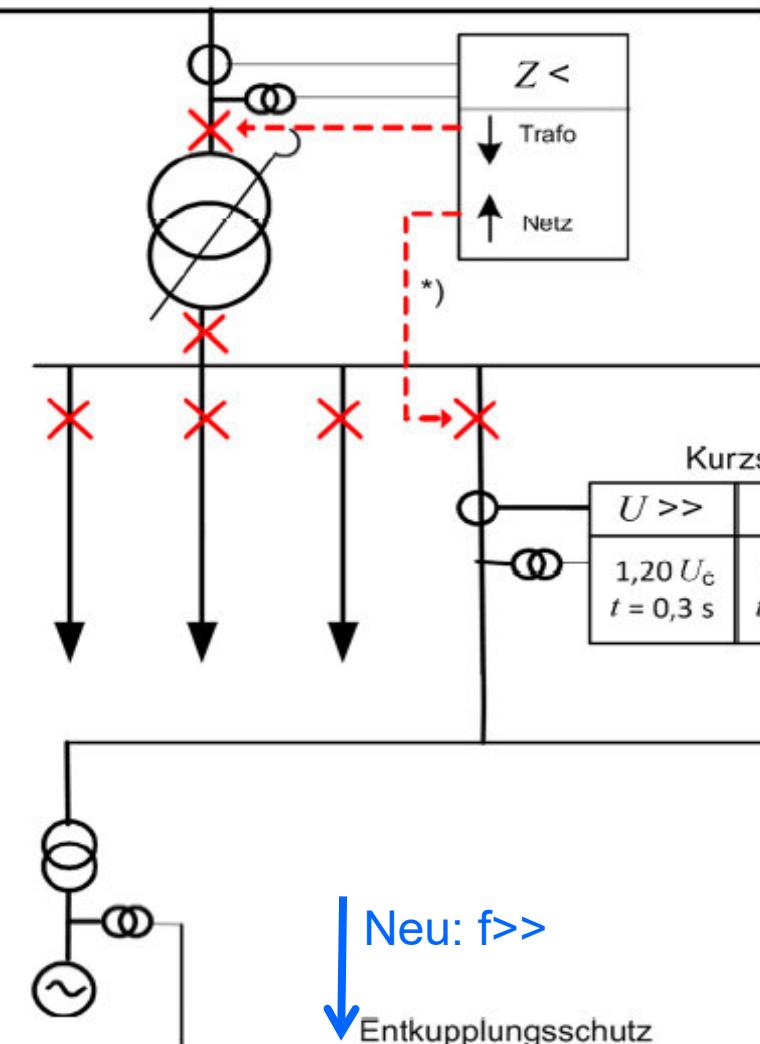


VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen**
- i) 11 Nachweisverfahren

VDE-AR-N 4110: Schutzeinrichtungen

Anschluss an die Sammelschiene eines UW



U_c - vereinbarte Versorgungsspannung

$U_{NS} = U_c / \dot{\nu}$ mit $\dot{\nu}$ = Übersetzungsverhältnis der Maschinentransformatoren

— — — | Schutzfunktion ist konzeptionell zu berücksichtigen und nach NB-Vorgabe zu realisieren

*) Mitnahmeschaltung nur bei im Stich angeschlossenen UW

**) Auslösung LS am Netzanschlusspunkt nach 0,5 s

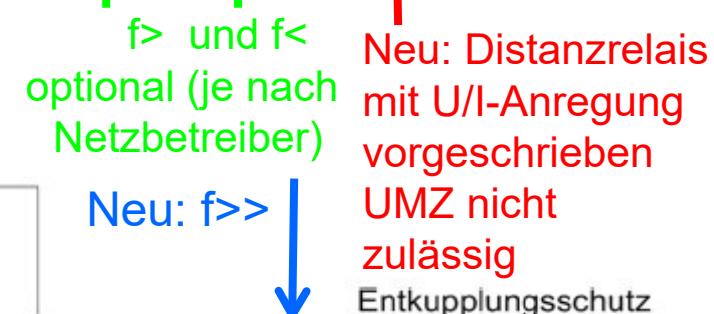
Kurzschlusschutz und übergeordneter Entkupplungsschutz

$U >>$	$U >$	$U <$	$f >$	$f <$	$Z <$	$\varrho \rightarrow \& U <^{**}$
$1,20 U_c$ $t = 0,3 s$	$1,10 U_c$ $t = 180 s$	$0,8 U_c$ $t = 2,7 s$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5400\text{ms}$	$47,5 \text{ Hz}$ $t = 400\text{ms}$	$U_F = 0,8 U_c$ $I_F = 0,2 I_N$ $I_E \geq 1,2 I_{CE}$	$0,85 U_c$ $t = 0,5 s$



Neu: $f >>$

Entkupplungsschutz



$f >$ und $f <$
optional (je nach
Netzbetreiber)

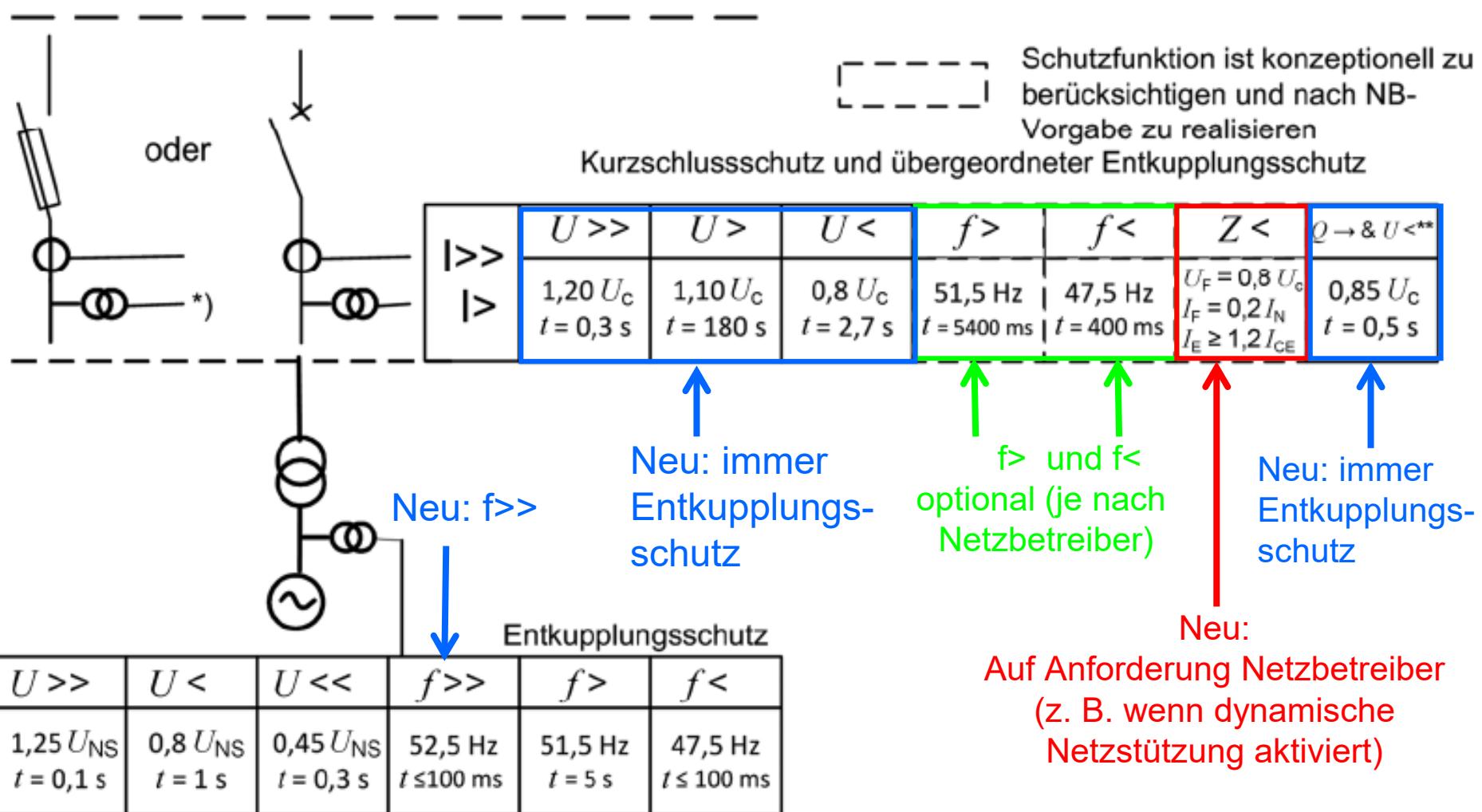
Neu: $f >>$

Neu: Distanzrelais
mit U/I-Anregung
vorgeschrieben
UMZ nicht
zulässig
Entkupplungsschutz

$U >>$	$U <$	$U <<$	$f >>$	$f >$	$f <$
$1,25 U_{NS}$ $t = 0,1 s$	$0,8 U_{NS}$ $t = 1,5 - 2,4 s$	$0,3 U_{NS}$ $t = 0,8 s$	$52,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100\text{ms}$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5 s$	$47,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100\text{ms}$

$U >>$	$U <$	$U <<$	$f >>$	$f >$	$f <$
$1,25 U_{NS}$ $t = 0,1 s$	$0,8 U_{NS}$ $t = 1,5 - 2,4 s$	$0,3 U_{NS}$ $t = 0,8 s$	$52,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100\text{ms}$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5 s$	$47,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100\text{ms}$

VDE-AR-N 4110: Schutzeinrichtungen Anschluss im Mittelspannungsnetz

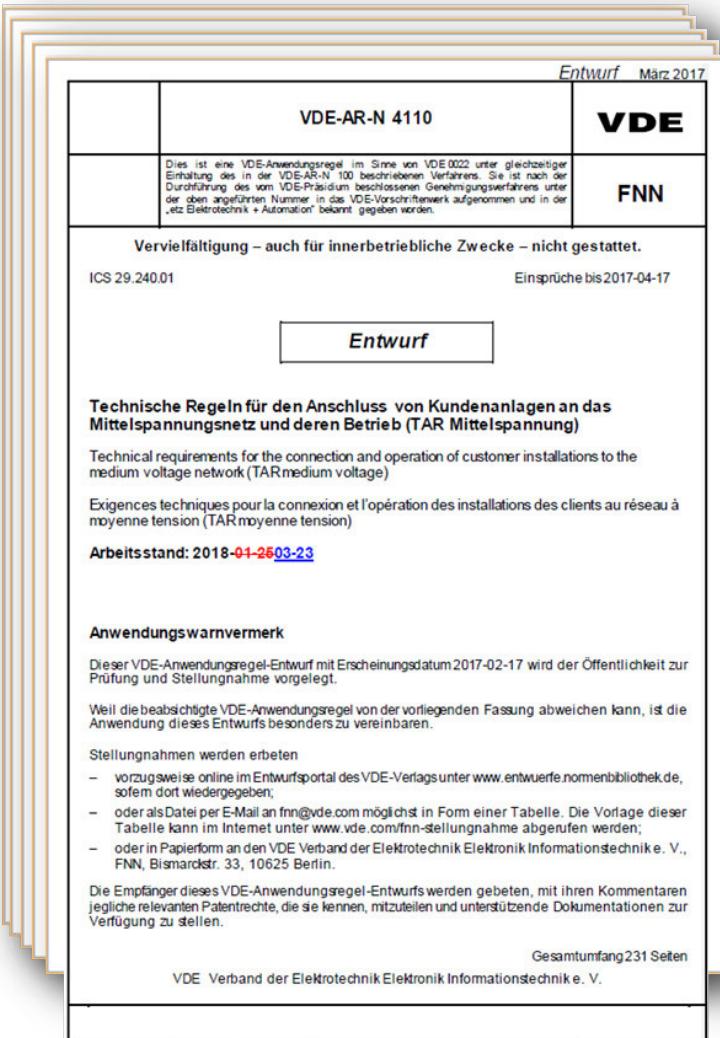


VDE-AR-N 4110: Schutzeinrichtungen Schutztechnik und Schutzeinstellung

- Anforderungen der 4. Ergänzung der BDEW übernommen
 - Vorgegebenen Werte können umgesetzt werden
 - Prüfklemmleiste vorhanden
 - USV für Schutzeinrichtung (mindestens 6s in EZE, 8h an NVP für Schutz- und Kommunikationsreinrichtungen)
 - Ausfall der Hilfsenergie muss zu unverzögertem Auslösen des Schalters führen (Klarstellung im Entwurf: auch auf den LS am NAP bezogen)
 - Bei integriertem Schutz in den EZE muss dieser autark von Steuerungsfunktionen arbeiten
 - Eigenschutz darf Anforderungen nicht unterlaufen

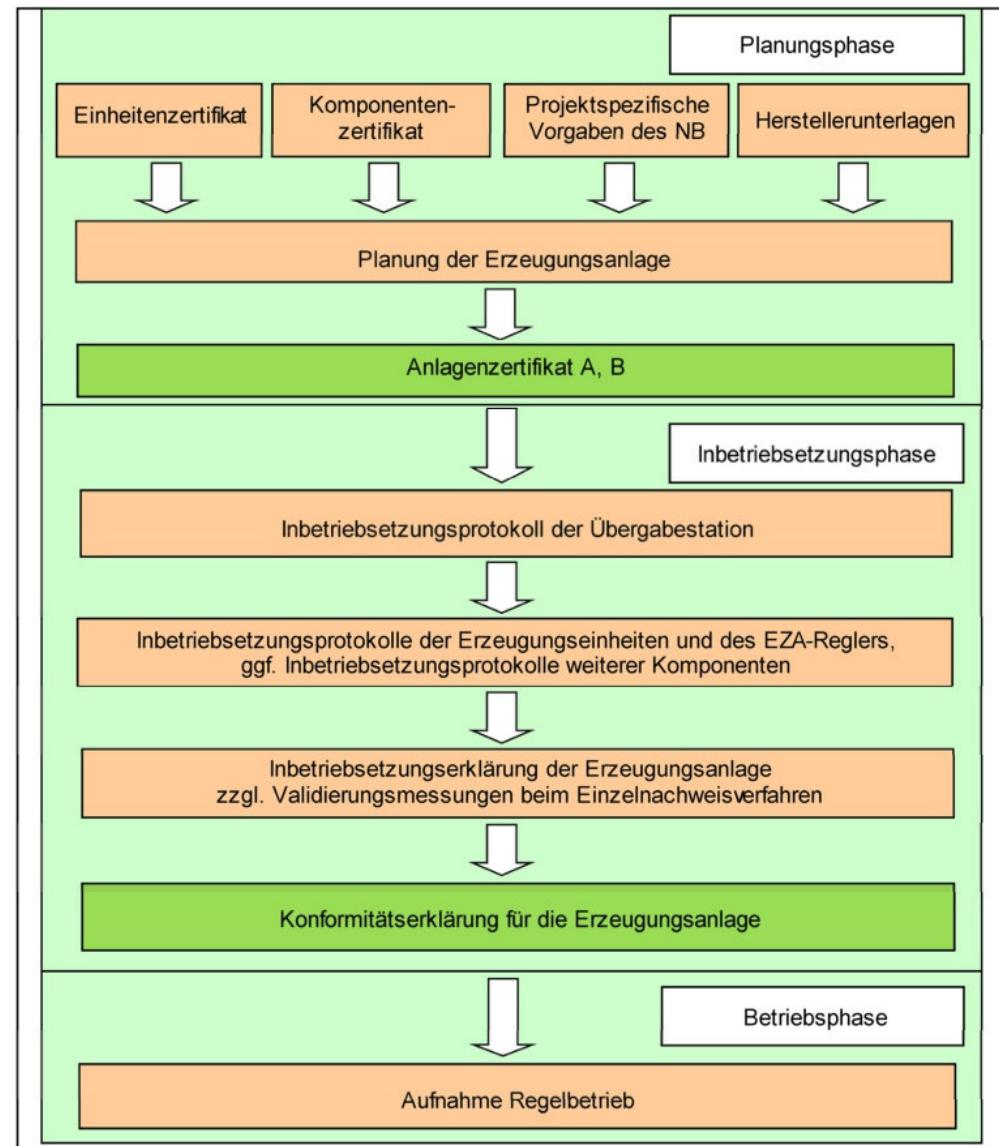
Für die VDE-AR-N 4120 gilt weiterhin:

- Q-U-Schutz nur noch einstufig gefordert
- Reserveschutzkonzept (getrennte Wandlerkreise / getrennte Hilfsspannungskreise)
- Störschreiber am NAP erforderlich



VDE-AR-N 4110

- a) 4.2 Netzanschlussverfahren
- b) 5.4 Netzrückwirkung
- c) 10.2.1 Quasistationärer Betrieb
- d) 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- e) 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- f) 10.2.4 Wirkleistungsregelung
- g) 10.2.6 EZA Modelle
- h) 10.3 Schutzeinrichtungen
- i) 11 Nachweisverfahren



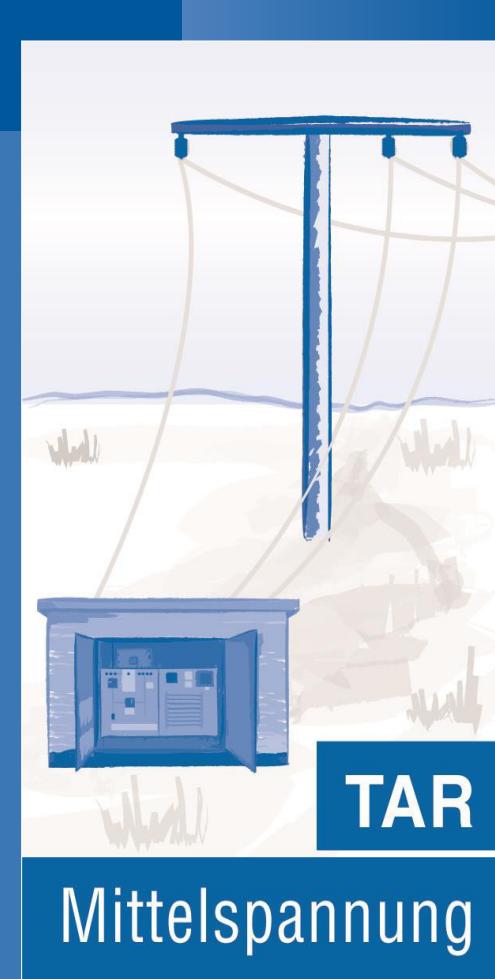
Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Zusammenfassung des Entwurfs VDE-AR-N 4110:2017-02

Die folgende Zusammenfassung umfasst:

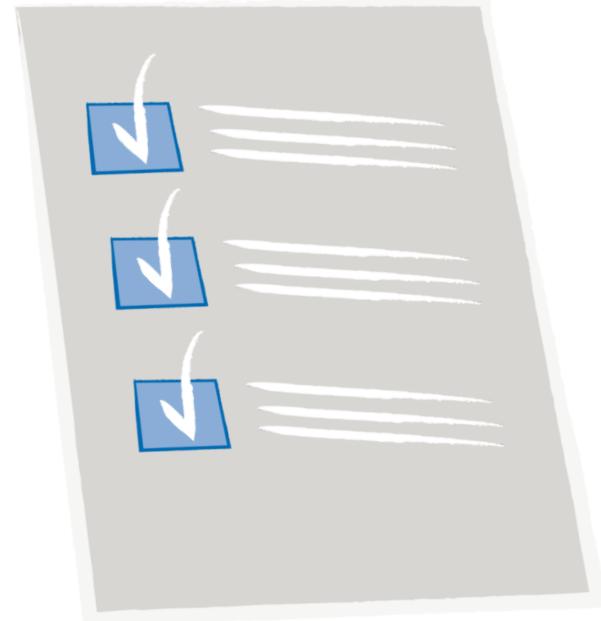
- nicht alle Teile der E VDE-AR-N 4110 und ist demnach nicht abschließend;
- vornehmlich die Anforderungen an die technischen Fähigkeiten von Kundenanlagen;
- und hat rein informativen Charakter.

Stand: Februar 2017



Übersicht

- Abschnitt 5 und 10.2.2 Statische Spannungshaltung
- Abschnitt 10.2.3 Dynamische Netzstützung
- Abschnitt 10.2.4 Wirkleistungsabgabe
- Abschnitt 10.3 Schutzeinrichtungen und
Schutzeinstellungen



Abschnitt 5 und 10.2.2

Statische Spannungshaltung

10 Erzeugungsanlagen

Allgemeines

Anforderungen für

- Erzeugungsanlagen und Erzeugungseinheiten
- Misanlagen
- Speicher

Insbesondere ist bei Misanlagen zu beachten

- Schutzkonzept (10.3)
- Nutzung Notstromaggregate (8.9)
- Frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten (10.2.4.3)
- Dynamische Netzstützung (10.2.3)
- Wirkleistungsanforderung durch Netzbetreiber (Reduktion) (10.2.4.2)
- Statische Spannungshaltung (10.2.2)
- Nachweis elektrische Eigenschaften (11)

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

Quasistationärer Betrieb

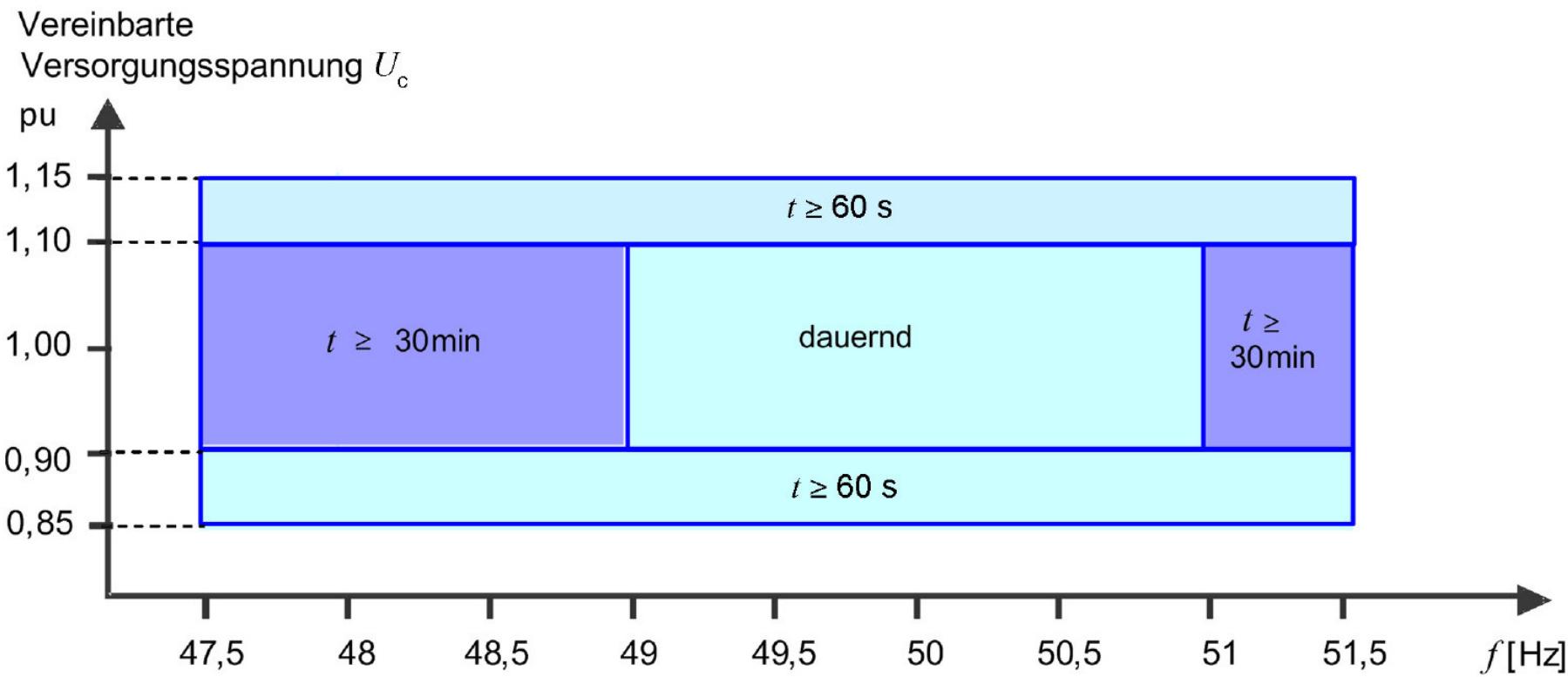


Bild 4 – Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

Quasistationärer Betrieb

Definition des quasistationären Betriebes

- Spannungsgradient $< 5 \% \ U_c \text{ min}^{-1}$
- Frequenzgradient $< 0,5 \% \ f_n \text{ min}^{-1}$

Erzeugungsanlagen müssen nach Bild 4 im quasistationären Betrieb am Netz verbleiben

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

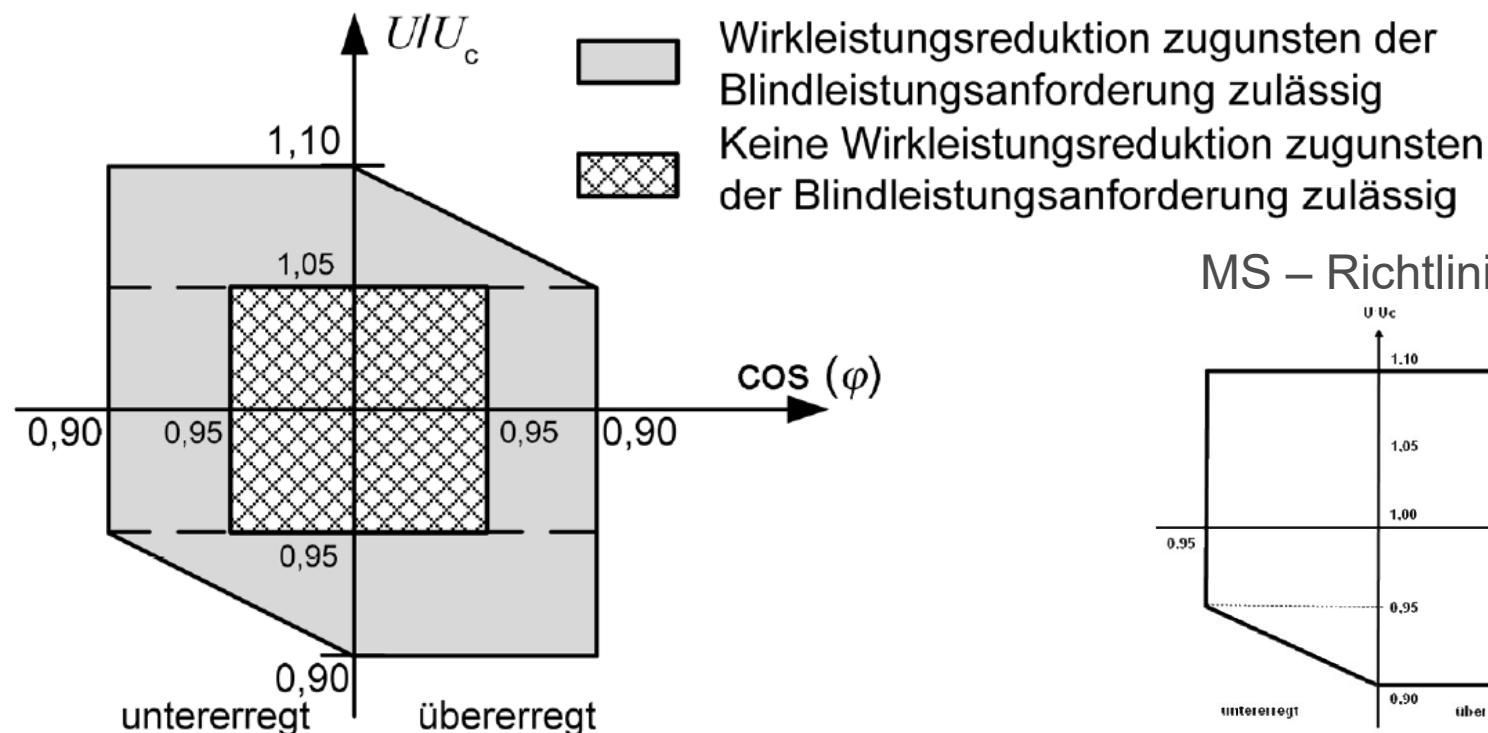
Quasistationärer Betrieb

- Im Spannungsband von 90 % U_c bis 110 % U_c können auch größere Spannungsgradienten als 5% $U_c \text{ min}^{-1}$ auftreten.
- Bei Spannungen außerhalb des Spannungsbandes 90 % U_c bis 110 % U_c kann zum Schutz der Erzeugungsanlage die Wirkleistung und die Blindleistungseinspeisung reduziert werden.

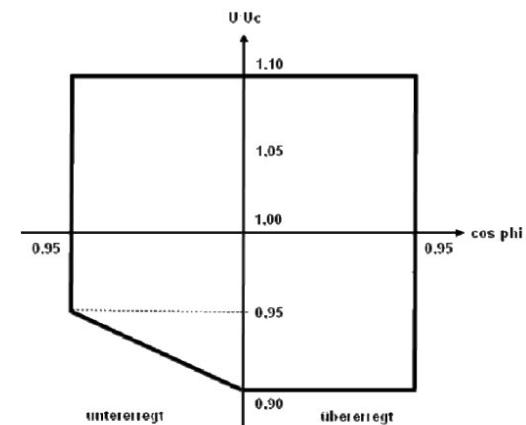
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz: Polrad- bzw. Netzpendelungen, Teilnetzbetriebs- und Schwarzstartfähigkeit

- Pendelungen im kontinentaleuropäischen Netz mit Frequenzen von 0,15 – 1,5 Hz
 - Dabei kann die Spannung für Sekunden außerhalb Bild 4 sein
 - Deshalb keine Netztrennung von Erzeugungsanlagen bei symmetrischen Spannungsverlauf im Betrieb von $0,8 U_c - 1,2 U_c$ für 5 sec.
 - Während der Netzpendelung kann die Wirkleistung reduziert werden zur Vermeidung von Überlastung
- Bei Verlust der Stabilität müssen sich Erzeugungseinheiten vom Netz trennen
- Teilnetzbetriebsfähigkeit, Schwarzstartfähigkeit
Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit sind keine Mindestanforderungen

10.2.2 Statische Spannungshaltung Blindleistungsbereitstellung



MS – Richtlinie 2008



keine maßstäbliche Darstellung

Bild 5 – Anforderungen an Erzeugungsanlagen an die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

10.2.2 Statische Spannungshaltung Blindleistungsbereitstellung

- Bereitstellung von Blindleistung der Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung bei langsamem (quasistationären) Spannungsänderungen
- Anforderungen gelten am Netzanschlusspunkt
- Wirkleistungsreduktion (Einspeisung) von max. 10 % $P_{b\ inst}$ zulässig außerhalb des schraffierten Bereichs in Bild 5

Hinweis: Der Blindleistungsbereich im Entwurf ist in der Projektgruppe noch nicht final beendet (siehe Vorwort)

10.2.2 Statische Spannungshaltung

Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b \text{ inst}}$

- Mindestanforderung der Blindleistungs-Stellfähigkeit

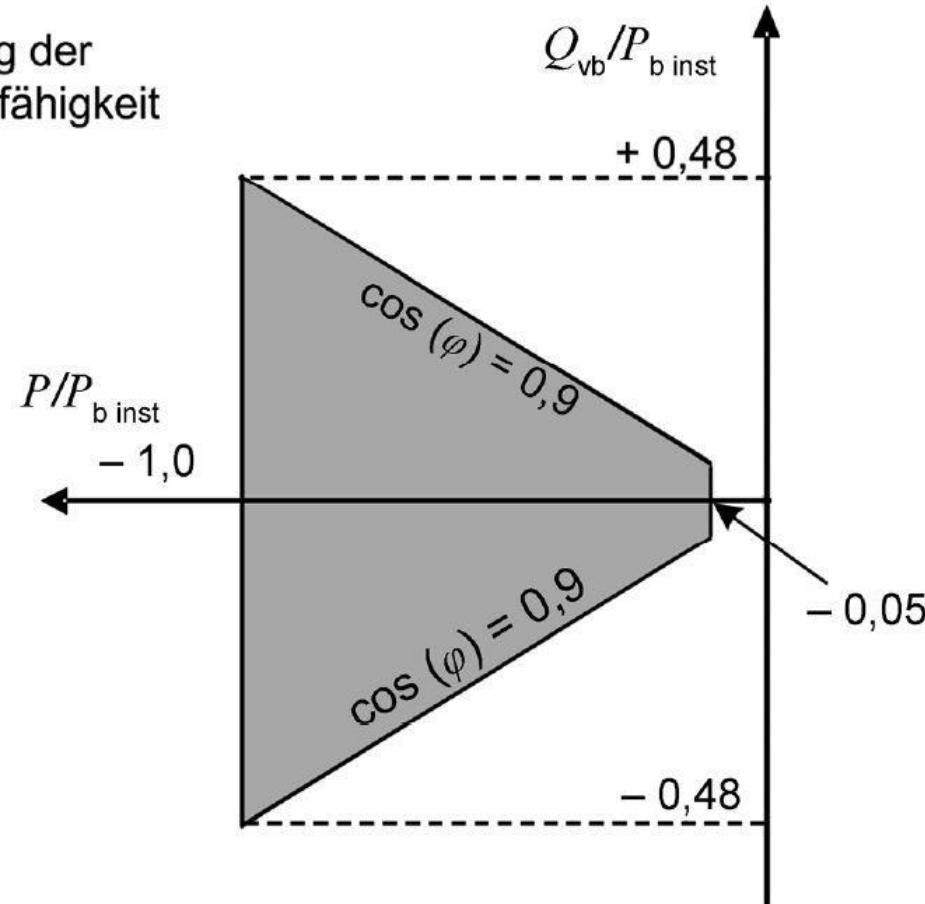


Bild 6 – P/Q-Diagramm der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem

10.2.2 Statische Spannungshaltung

Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$

- Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung bei Teillast P_{mom}
- $(0,05 < P_{mom} / P_{b\ inst} < 1)$ am Netzanschlusspunkt
- Maximale bleibende Abweichung $\pm 2,0 \%$ bezogen auf P_{inst} , bei Erzeugungsanlagen $< 300 \text{ kVA}$ maximal $\pm 4,0 \%$ bezogen auf P_{inst} .
- Blindleistung im Bereich $0 \leq P_{mom} / P_{b\ inst} < 0,05$ nicht mehr als 5 % des Betrages der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$.

10.2.2 Statische Spannungshaltung: Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

- | | |
|---------------------------------------|--|
| a) Q (U) | MS – Richtlinie 2008 |
| b) Q (P) | a) fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ |
| c) Blindleistung kvar | b) $\cos \varphi$ (P) |
| d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ | c) feste Blindleistung MVar |
| | d) Q (U) |

- Regelverhalten der Blindleistung qualitativ nach PT1 – Verhalten für Verfahren a), b) und c)
- Vorgabe fester Sollwert oder variabel einstellbarer Sollwert per Fernwirkanlage (oder anderer Steuertechnik)
- Blindleistungseinregelung der Erzeugungsanlage im Bereich 6 s – 60 s (für 95 % des Sollwertsprungs)

Hinweis: Prüfung der Einregelzeiten von der Arbeitsgruppe steht aus

10.2.2 Statische Spannungshaltung Sollwertsprung allgemein

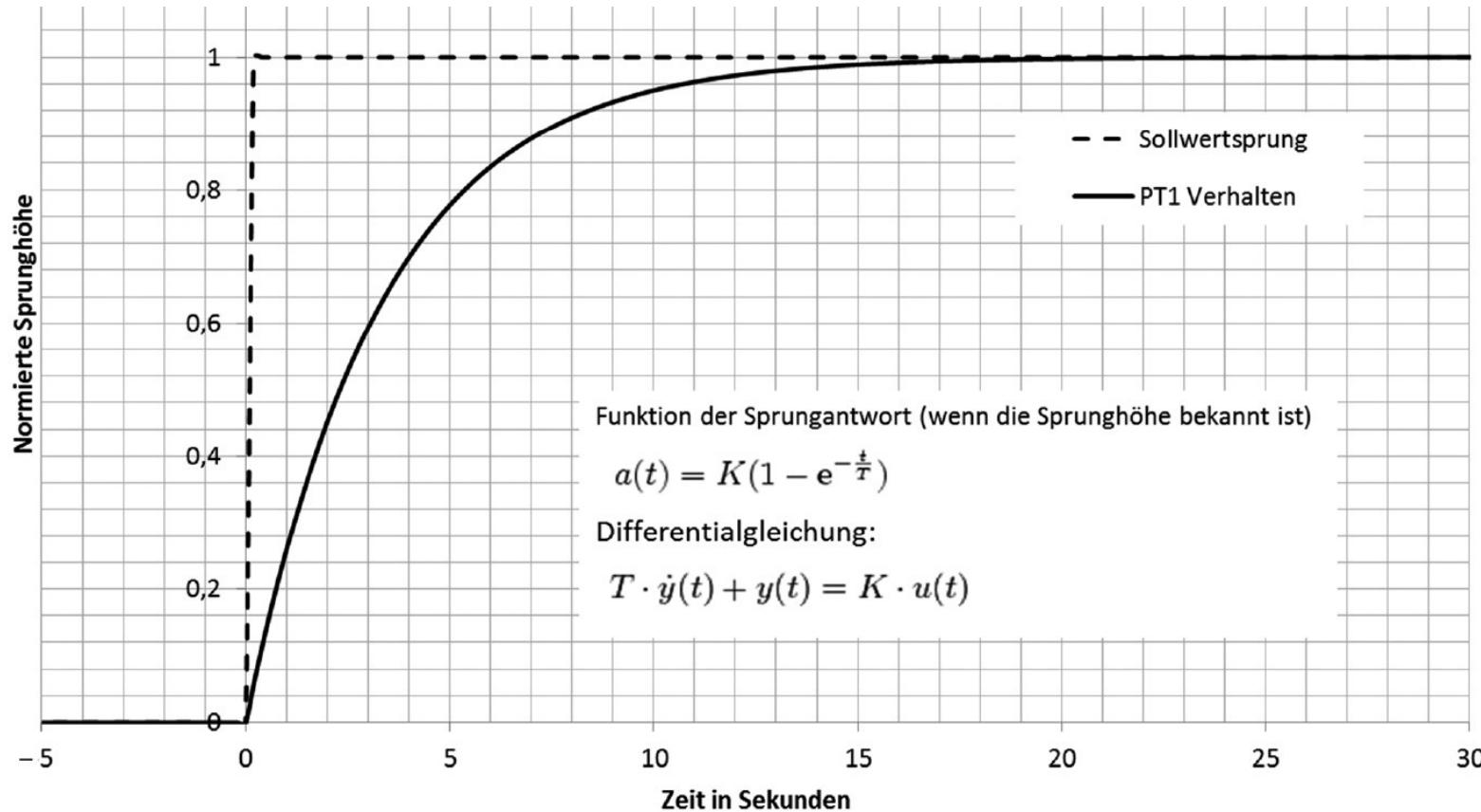


Bild 7 – Beispiel des Regelverhaltens bei einem Sollwertsprung mit der Höhe 1 (normiert) und einer Zeitvorgabe (3 Tau) von 10 s

10.2.2 Statische Spannungshaltung Sollwertsprung mit den auswertungsrelevanten Toleranzen

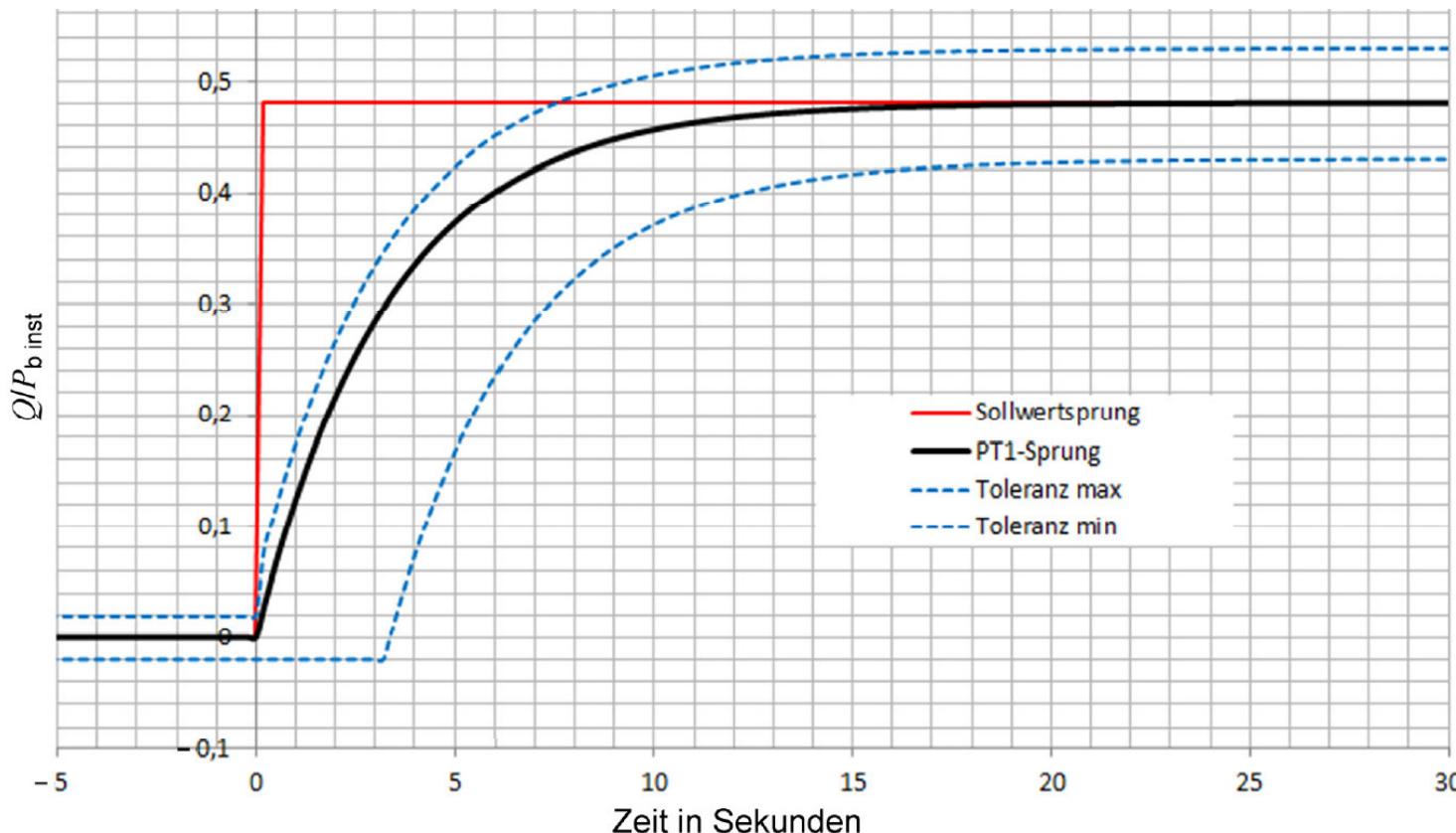


Bild C.3 – Veranschaulichung bei $3 \tau = 10 \text{ s}$

a) Blindleistungs – Spannungskennlinie Q (U)

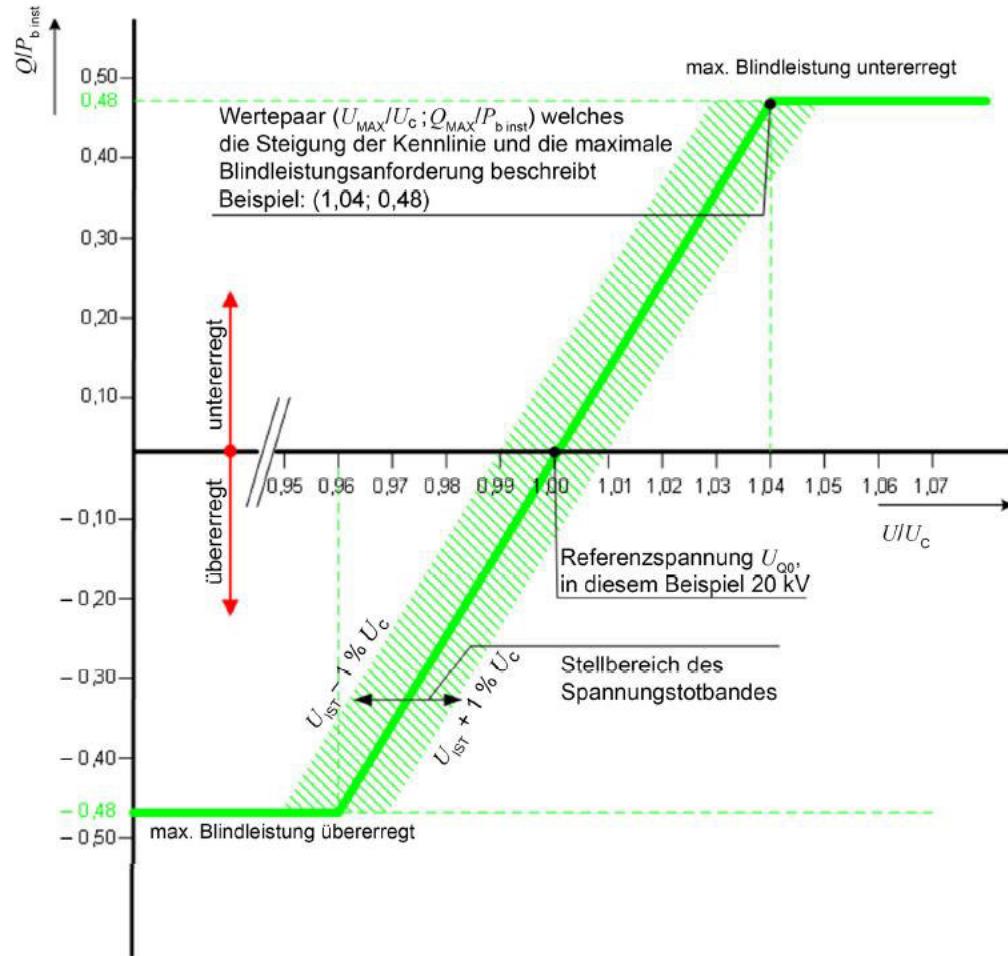


Bild 8 – Beispiel für die Standard- $Q(U)$ -Kennlinie

a) Blindleistungs - Spannungskennlinie Q (U)

- Die Größen für die Kennlinie sind fest vorgegeben (im Rahmen der Planung)
- Anpassung der Kennlinie vom Netzbetreiber nur über die Referenzspannung U_{Q0} / U_C per Fernwirktechnik. D. h. horizontale Parallelverschiebung der Kennlinie in 0,5 % U_C Schritten.
- Ein-/ Ausschalten der Q (U) – Kennlinien – Regelung via Fernwirktechnik oder manuell.

b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Leistung Q (P)

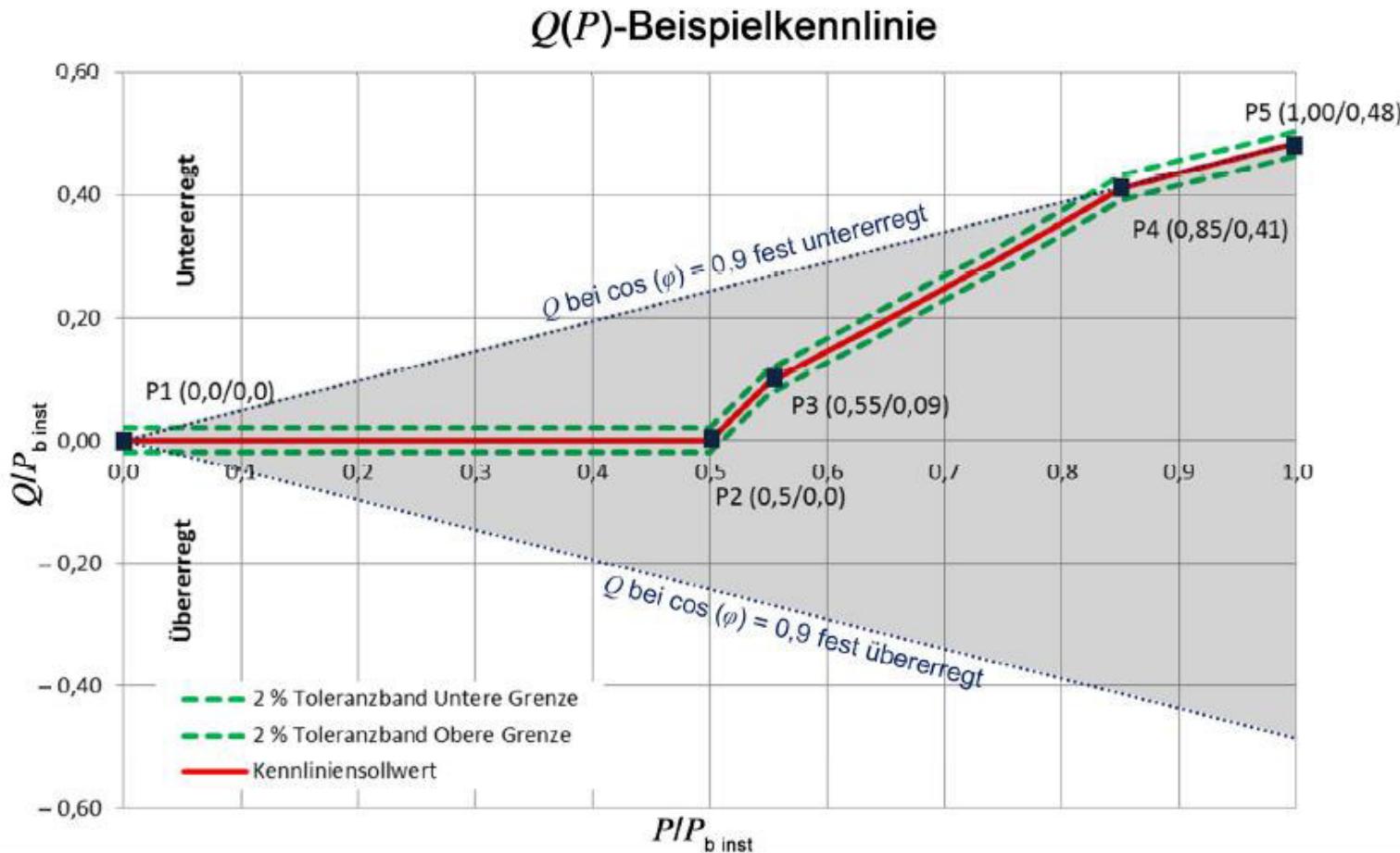


Bild 9 – Beispiel für eine $Q(P)$ -Kennlinie

b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Leistung Q (P)

- Einspeisung von Blindleistung in Abhängigkeit der aktuellen Wirkleistungsabgabe $Q = f(P_{mom})$
- Die Anpassung der Kennlinie via Fernwirkbefehl ist nicht vorgesehen. Sie wird über max. 10 Stützstellen definiert, die manuell einstellbar sind.
- Aus- und Einschaltung der Q (P) – Kennlinie über Fernwirktechnik (Ausgeschaltet $\cos \varphi \sim 1$)

c) Blindleistung

- Einspeisung von Blindleistung unabhängig der Wirkleistungseinspeisung
- Sollwert im Verhältnis zur vereinbarten Anschlusswirkleistung ($Q_{EA, soll} / P_{b\ inst} [\%]$) Auflösung max. 1% $P_{b\ inst}$.
- Sollwerte sind im Bereich nach dem P/Q – Diagramm (Bild 6)
- Bei Ausfall der Fernwirktechnik (> 1 min) ist der Default – Sollwert von 0 % anzufahren, wenn es vom Netzbetreiber keine Vorgaben gibt.

d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

- Einspeisung in das Netz von Blindleistung mit einem konstanten Verhältnis aus Wirk- und Scheinleistung.
- Vorgabe des Sollwertes mit minimalen Schritten von $\Delta \cos \varphi = 0,005$.
- Maximale Fehlertoleranz der Blindstromeinspeisung berechnet sich aus der Fehlertoleranz von $\pm 2\%$ bzw. $\pm 4\%$ bezogen auf $P_{b \text{ inst}}$.
- Netzbetreiber gibt Sollwert vor (ohne Vorgabe $\cos \varphi = 1$)
- Sollwertvorgabe über Fernwirktechnik möglich.
- Einschwingzeit max. 1 min bei Sollwertänderung.

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

- Anforderungen an die statische Spannungshaltung/
Blindleistungsbereitstellung für Erzeugungsanlagen und Speicher ist
am Netzanschlusspunkt einzuhalten.
- Einfluss von Lasten bleibt unberücksichtigt
- Für die Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$; $Q(P)$; kvar; $\cos \varphi$ kann eine
vereinfachte Lösung zum Einsatz kommen, wenn
 - P_{inst} , installierte Wirkleistung der Erzeugungsanlage $\leq 50\%$ der
vereinbarten Bezugsleistung $P_{AV, B}$ der Mischanlage
 - Abstimmung mit dem Netzbetreiber

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Vereinfachte Lösung

- Bei $Q(P)$; kvar; $\cos \varphi$ kann die Messung der Blindleistung und der Wirkleistung an den Erzeugungseinheiten erfolgen (mit rechnerischer Korrektur)
- Bei $Q(U)$ ist die Spannungsmessung in der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes durchzuführen. Verschiebung des Messpunktes innerhalb der Spannungsebene möglich, wenn $\Delta U \leq 0,2 \% U_C$ ist.
- Messung der Blindleistungsein- speisung an der Erzeugungseinheit.

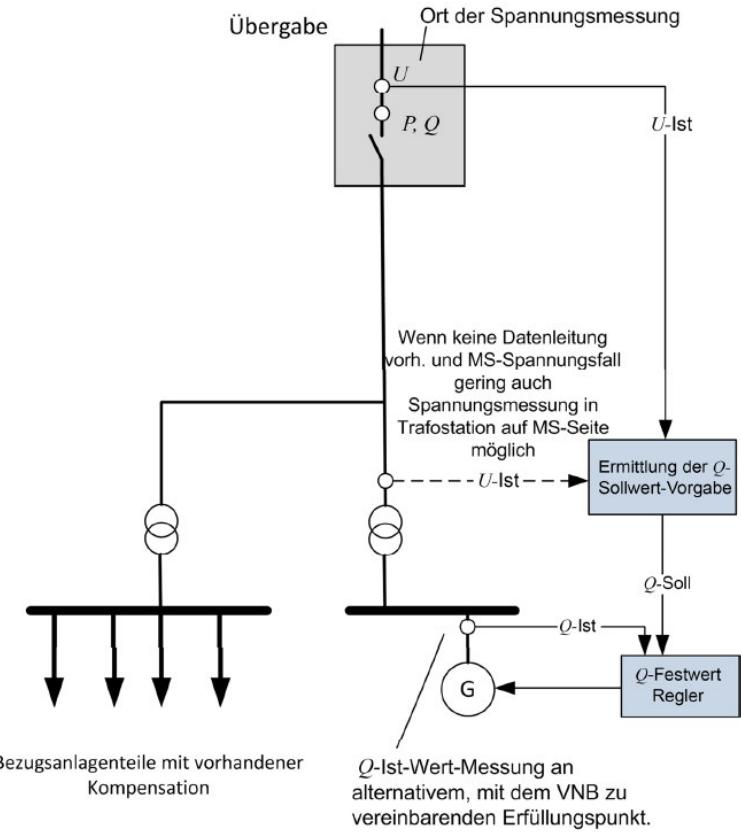


Bild 11 – Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an zu vereinbarendem Ort bei Mischanlagen

Abschnitt 10.2.3

Dynamische Netzstützung

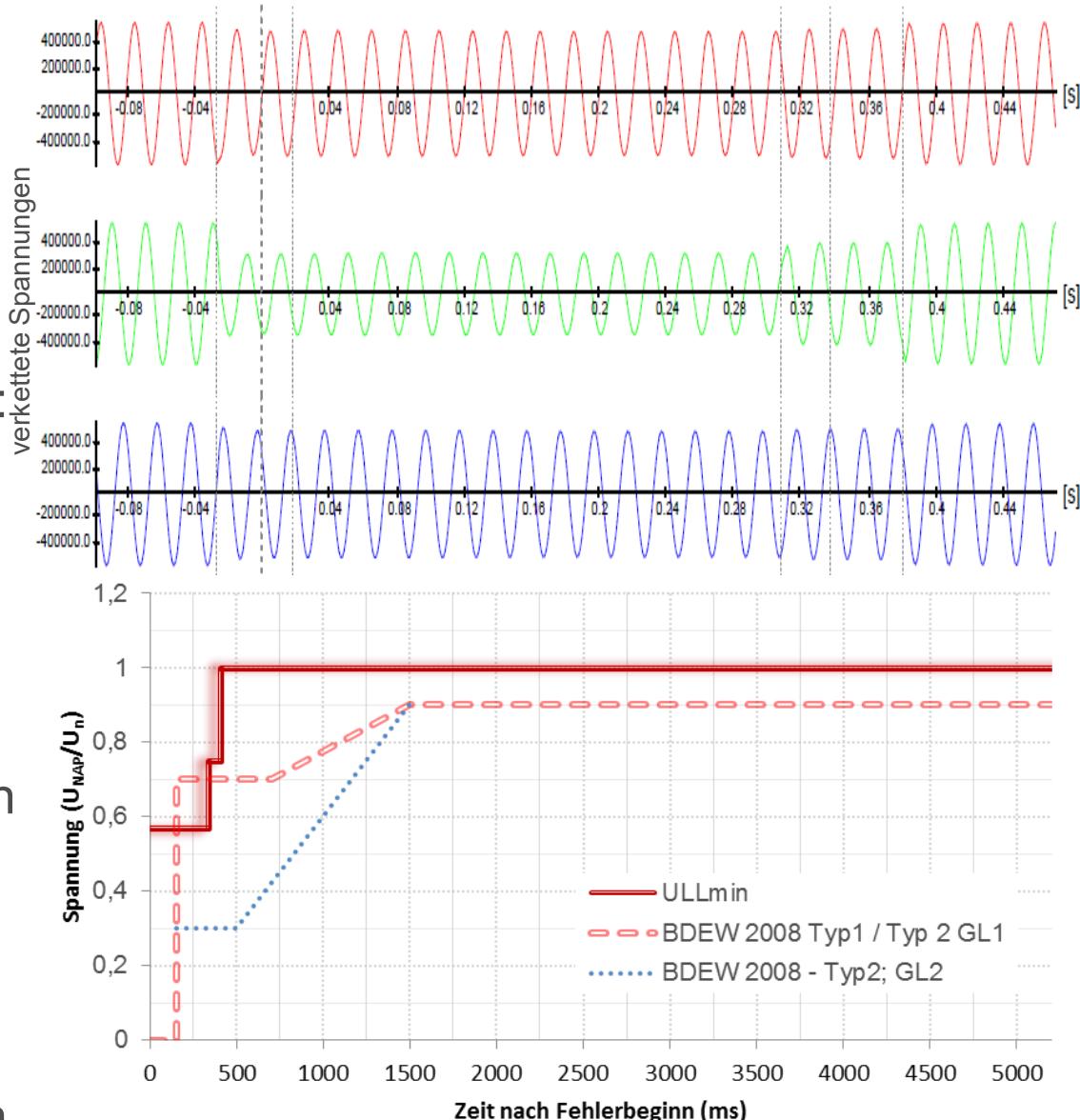
Gliederung

- Einleitung und kurzer Rückblick BDEW-Mittelspannungsrichtlinie
- Entwurf AR-N 4110 - Allgemeines
- Typ 1-Anlagen
 - Zeitliche Anforderungen
 - Sonstige Anforderungen
 - Mehrfachfehler
- Typ 2-Anlagen
 - Fehlerbeginn / Fehlerende
 - Zeitliche Anforderungen
 - Vollständige und Eingeschränkte Dynamische Netzstützung
 - Mehrfachfehler
- Verhalten nach Fehlerende (Typ1 und Typ 2)

Einleitung mit Rückblick

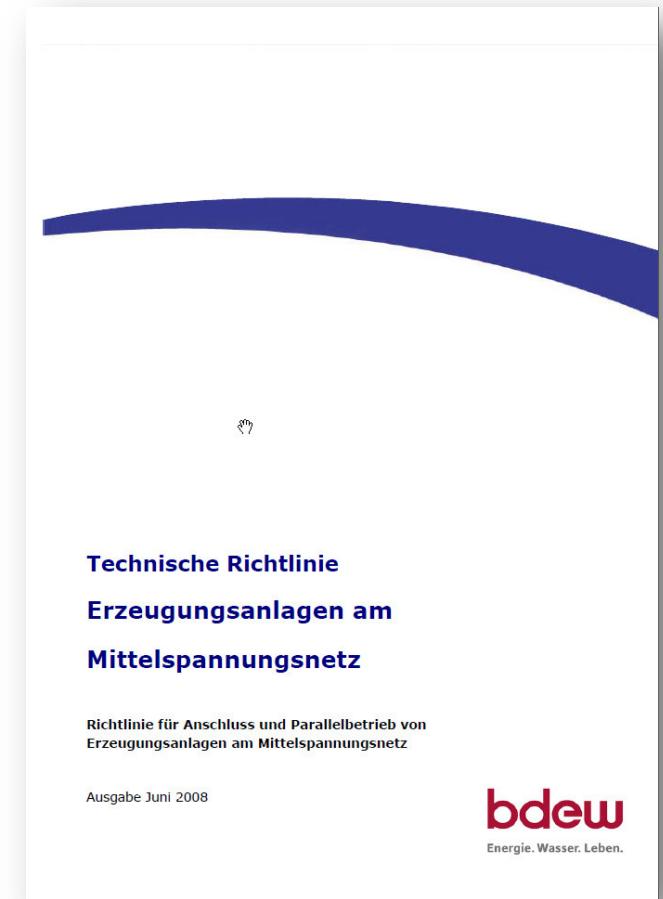
Motivation

- Beispiel: 2-poliger Fehler im HSp.-Netz
- max. Spannungsänderung:
Mitsystem: 20%
Gegensystem: 21%
- Unsymmetrische Fehler weit häufiger als symmetrische
- auch fehlerferne Anlagen in die Spannungsstützung einbinden
- Stützung auch nach dem Fehler, um Blindleistungs- haushalt aufrecht zu halten



Status Quo: dyn. Netzstützung in der BDEW Mittespannungsrichtlinie

- Durchfahren von Netzfehlern definierter zeitlicher Grenzlinien
- Einspeisen eines Kurzschlussstromes nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber, Analog zum TransmissionCode 2007 (TC2007)
- Anhebung der Spannung in nicht fehlerbehafteten Phasen ist zu begrenzen
- Typ-2-Anlagen: Kurzzeitige Trennung u.U. nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber prinzipiell erlaubt
- Netzstützung auch bei einer wiederholten Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)
- Wirkleistungswiederkehr mind. 10% P_n/s



Entwurf AR-N 4110

Entwurf März 2017

VDE-AR-N 4110

VDE

FNN

Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchsetzung der VDE-AR-N 100 als Anwendungsregel verbindlich und darf unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „VDE Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben werden.

Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet.

ICS 29.240.01

Einsprüche bis 2017-04-17

Entwurf

Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)

Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à moyenne tension (TAR moyenne tension)

Anwendungswarvermerk

Dieser VDE-Anwendungsregel-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2017-02-17 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte VDE-Anwendungsregel von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Entwurfsportal des VDE-Verlags unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an fnn@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.vde.com/fnn-stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., FNN, Bismarckstr. 33, 10625 Berlin.

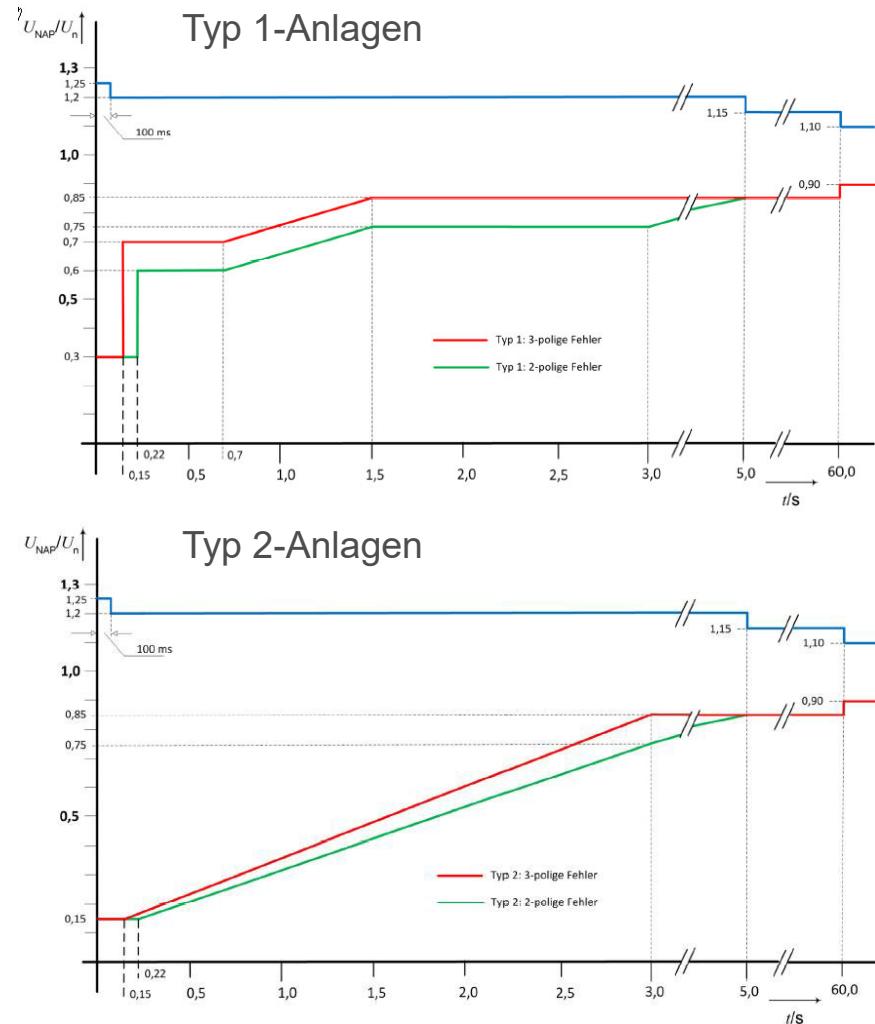
Die Empfänger dieses VDE-Anwendungsregel-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 231 Seiten

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

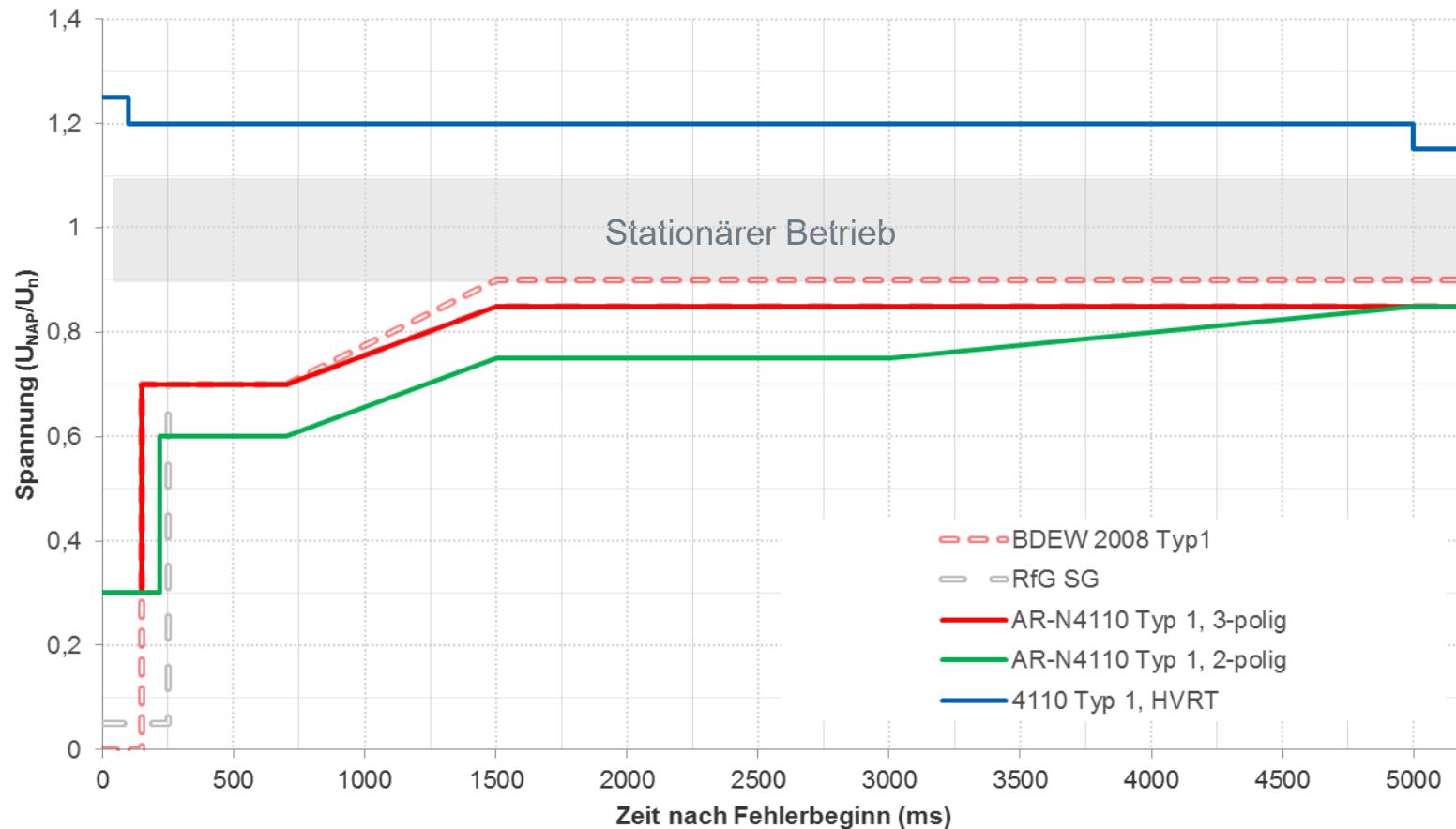
Dynamische Netzstützung in der AR-N-4110 - Grundsätzliches

- Erzeugungsanlagen müssen *symmetrische und unsymmetrische* Netzfehler durchfahren
- zu beurteilen: kleinste/größte der drei *verketteten Spannungen* am NAP (Halbschwingungs-Effektivwert)
- Dynamische Blindstromstützung im Mit- und Gegensystem
- Auch *Mehrfachfehler* sind zu durchfahren
- Spannungssprünge innerhalb der FRT-Kurven dürfen nicht zu Netztrennung führen



Typ 1-Anlagen (Direkt gekoppelte Synchrongeneratoren)

Typ 1-Anlagen: Zeitliche Anforderungen



- LVRT-Anforderungen wurden **geringfügig angepasst** (RfG-Kurve für **symm. Fehler**)
- **2-polige Fehler:** häufig bes. tiefer Einbruch, i.d.R. unkritisch für EZA (grüne Kurve)
- Neu: Anforderungen an das Durchfahren von **Überspannungen** (HVRT)

Sonstige / Allgemeine Anforderungen Typ 1-Anlagen

- Spannungseinbrüche innerhalb der o.g. Grenzkurven sind zu durchfahren, wenn S_k “ nach Fehlerklärung $> 5 S_{A,Ges}$ in dem betreffenden Netz ist
- Einstellwerte der Spannungsregler, sowie Softwarestände müssen definiert **nachvollziehbar** sein
- maximale Spannungsanhebung in den gesunden Außenleitern **maximal 5% U_c** ggü. der Vorfehlerspannung
- Verhalten nach **Fehlerende**
 - Steigerung des Wirkstromes so schnell wie möglich, Anschwingzeit maximal 3 Sekunden

Mehrfachfehler

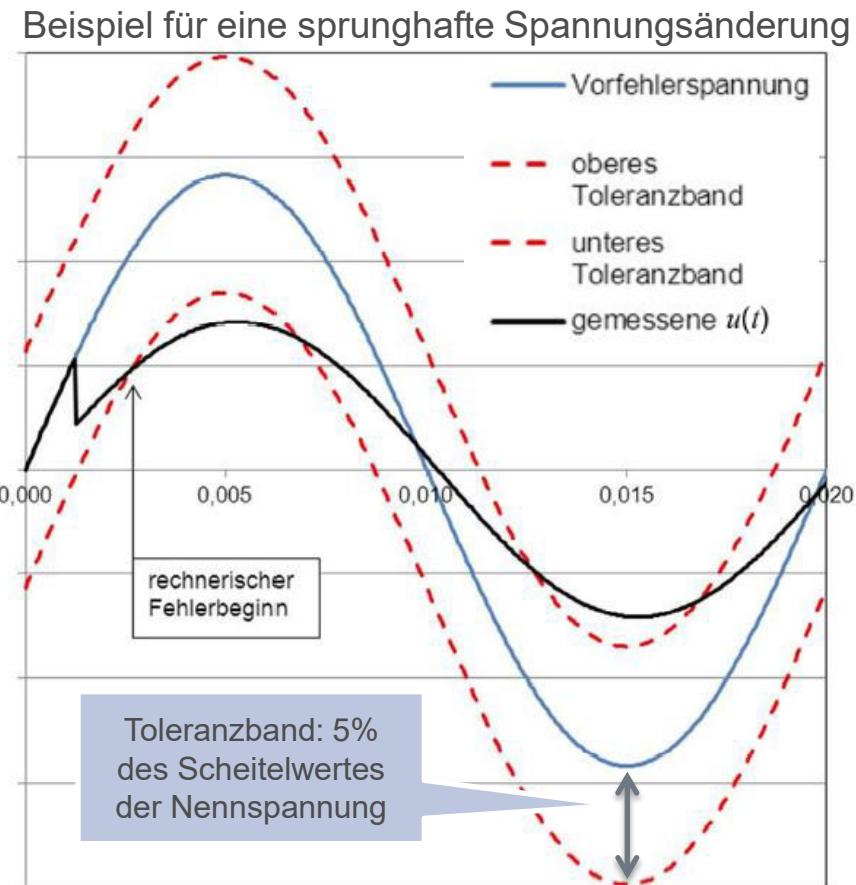
- Mehrere aufeinander folgende Fehler müssen durchfahren werden können
- Thermische Auslegung des Generators nach DIN EN 60034-1 muss gewährleistet sein
- Trennung erlaubt, wenn diese thermischen Grenzen durch Mehrfachfehler überschritten werden

Typ 2-Anlagen

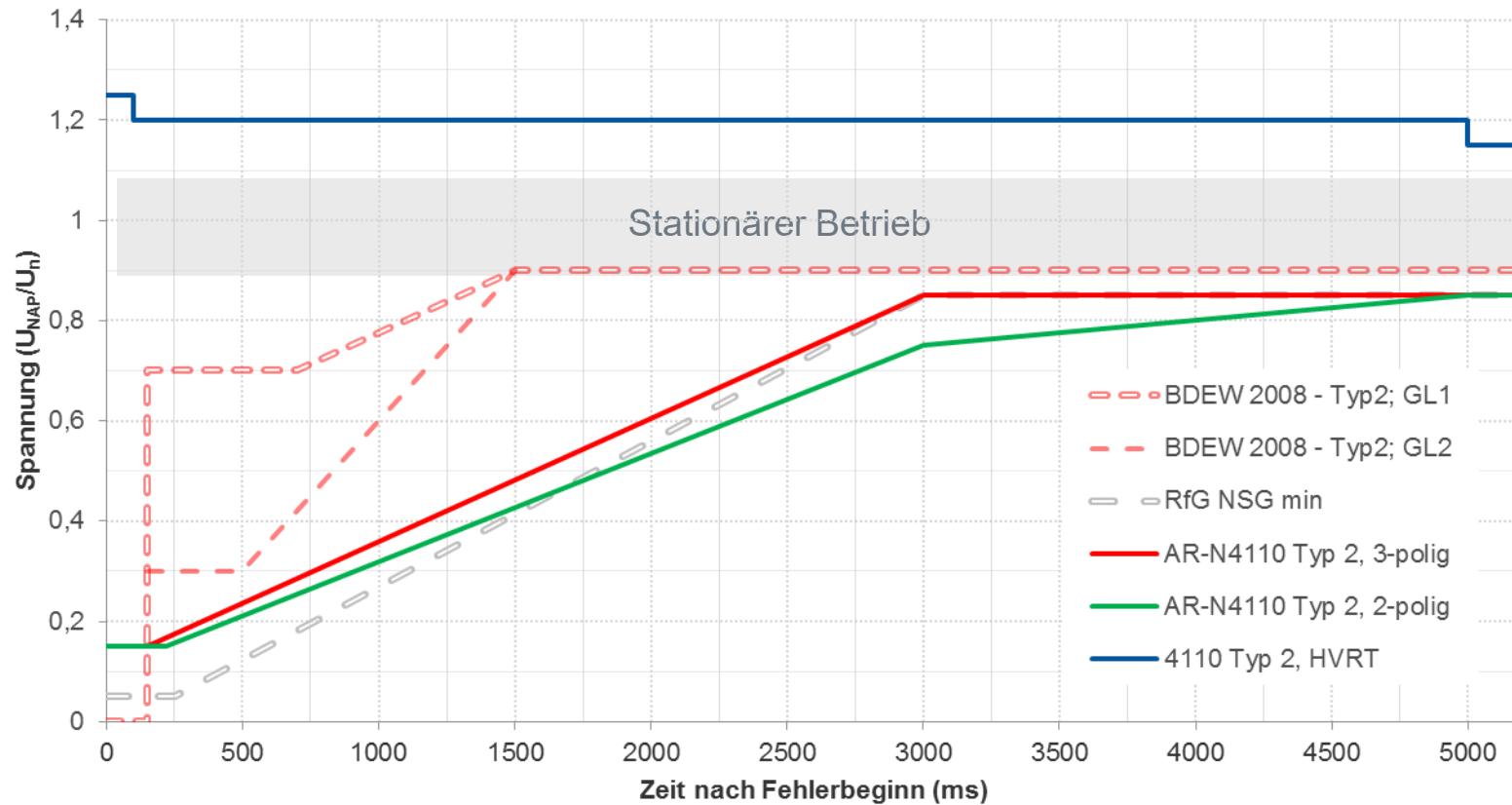
Generatoren, die nicht Typ 1 entsprechen

Typ 2-Anlagen: Fehlerbeginn und Fehlerende

- Kriterien für den Fehlerbeginn:
 - Sprunghafte Spannungsänderung ggü. 50 Perioden Vorfehlerspannung
 - Spannungen > 1,1 U_C [max. 1,15 U_C] oder < 0,9 U_C
 U_C : Vereinbarte Versorgungsspannung, in der Regel gleich U_n
- Kriterien für Fehlerende:
 - 5s nach Fehlerbeginn
 - Wiedereintritt aller L-Spannungen in den Bereich $0,9 U_C < U < 1,1 U_C$
- Neuer Fehler, sobald ein Kriterium für Fehlerende erfüllt war



Typ 2-Anlagen: Zeitliche Anforderungen



- Anforderungen an Typ 2-Anlagen **ausgeweitet**, in Anlehnung an RfG-Grenzkurve
- 2-polige Fehler**: häufig bes. tiefer Einbruch, i.d.R. unkritisch für EZA (grüne Kurve)
- Neu: Anforderungen an das Durchfahren von **Überspannungen** (HVRT)

Typ 2-Anlagen: Vollständige Dynamische Netzstützung

- Bereitstellung eines zusätzlichen Blindstromes ab Fehlerbeginn (Standardparametrierung, falls nicht explizit anders gefordert)
- Ziel: Optimale Netzstützung von **symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern**
- Minimierung der Überspannung in nicht fehlerbehafteten Phasen
→ **Netzstützung im Mit- und Gegensystem**
- Spannungsmessung und Bereitstellung des zus. Blindstromes an der **EZE**
- Blindstrom wird priorisiert
- Nach **Fehlerende:**
Steigerung des Wirkstromes auf Vorfehlerwert innerhalb **maximal einer Sekunde (Anschwingzeit)**

Typ 2-Anlagen: Vollständige Dynamische Netzstützung

- Bezugspunkt: 1-min-Mittelwert der Netzspannung ($U_2 \rightarrow 0$)
→ unveränderte Referenz über die gesamte Fehlerdauer

$$\Delta u_1 = \frac{U_1 - U_{1min}}{U_C}$$

$$\Delta u_2 = \frac{U_2}{U_C}$$

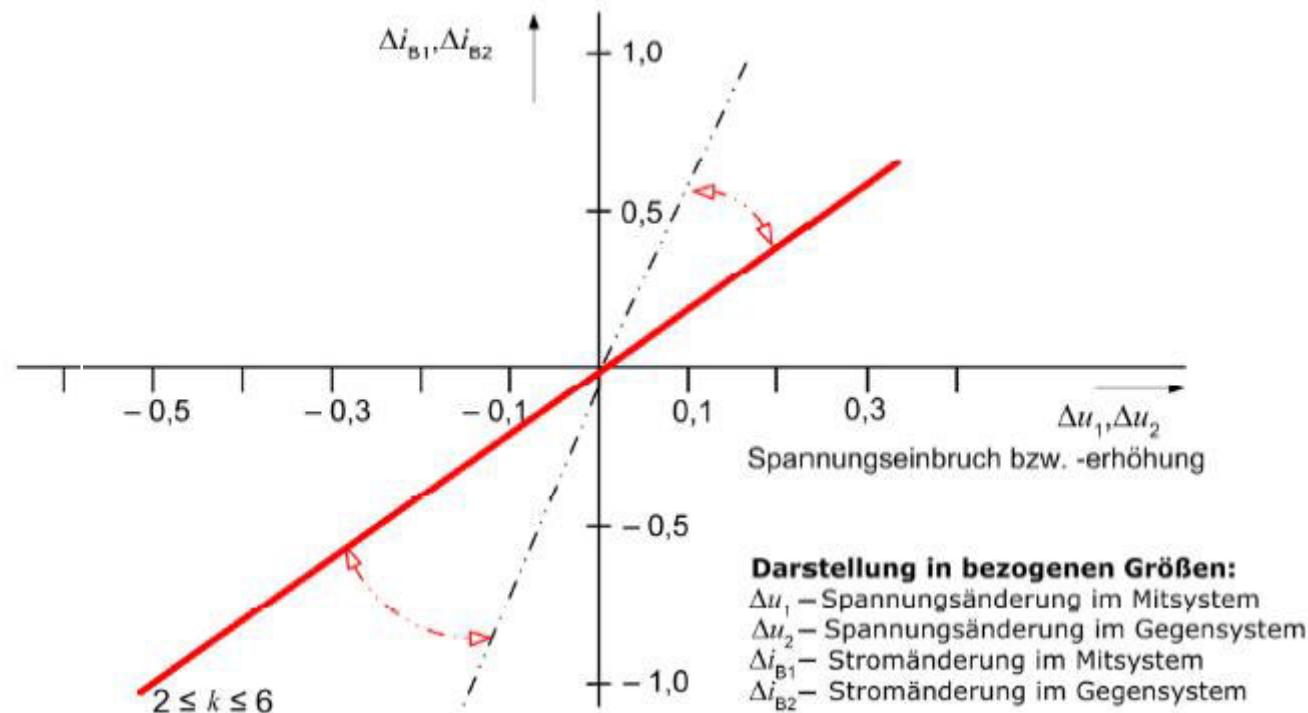
- zus. Blindstrom:

$$\Delta i_{B1,2} = k \cdot \Delta u_{1,2}$$

- Dynamik:

$$T_{an90\%} \leq 30 \text{ ms}$$

$$T_{ein_ \Delta x} \leq 60 \text{ ms}$$



Eingeschränkte Dynamische Netzstützung

- Zwischeneinspeisung im Netz durch eine vollständige dynamische Netzstützung kann die **Wirksamkeit einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)** verringern
- Daher: Netzbetreiber kann ein Durchfahren von Netzfehlern **ohne Stromeinspeisung** fordern
- Kriterium für **Fehlerbeginn**: $U < 0,8 U_c$
- Bei Spannungssprüngen oberhalb dieser Grenze: vollständige dynamische Netzstützung durchführen

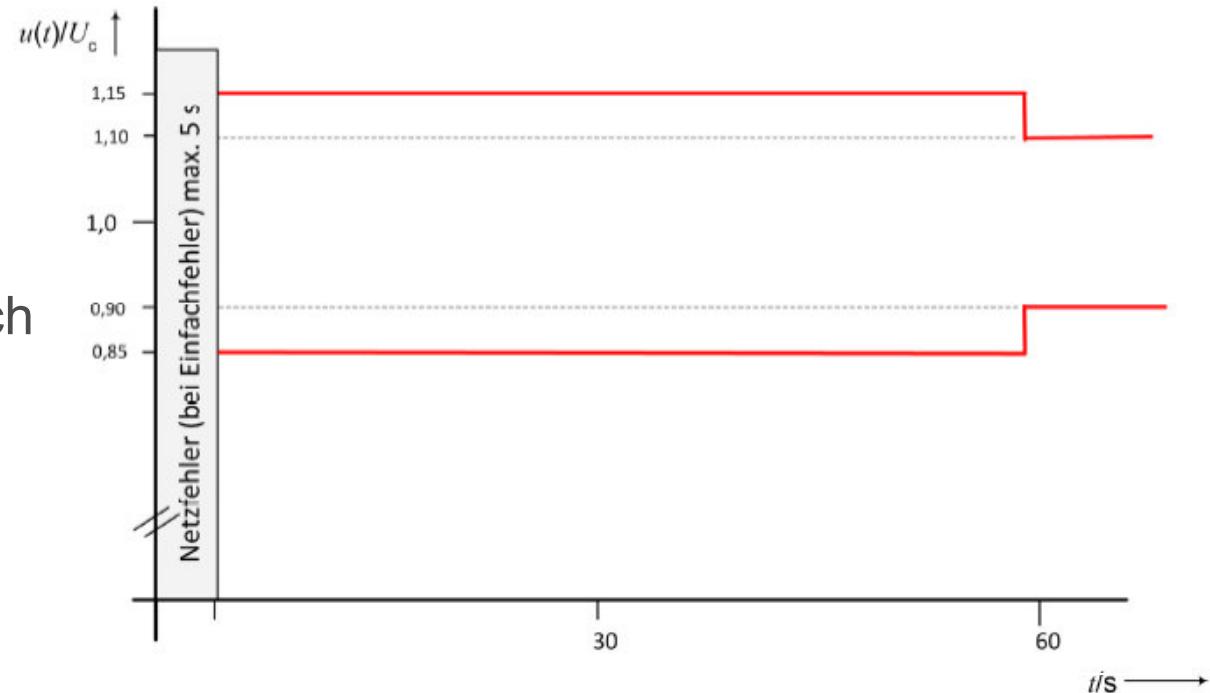
Mehrfachfehler

- Beliebige Folge von Netzfehlern muss durchfahren werden können
- Bei einigen Anlagentypen gibt es ggf. Limitierungen
(z.B. thermische Limits beim Einsatz von Choppern)
→ Anforderung ist limitiert auf eine abzuführende, bzw. nicht ins Netz einspeisbare Energie von $P_{\text{Emax}} \cdot 2s$
- zwischen mehreren Netzfehlerfolgen wird eine Zeit von 30min veranschlagt

Verhalten nach Fehlerende (Typ 1 und Typ 2)

Verhalten zwischen Fehlerende und station. Betrieb (Typ 1 u. 2)

- nach Fehlerende liegt die Netzspannung ggf. noch außerhalb des Bandes $U_c \pm 10\%$ bis der Stufenschalter des HS/MS Trafos nachregelt
- Anlagen müssen ggf. **weiterhin Blindstrom** bereitstellen, um Auslösung des Eigen-schutzes zu verhindern
- ggf. Unterstützung durch **Anpassen der Wirk-leistung**



Zusammenfassung

- Die Anforderungen der AR-N 4110 an die dynamische Netzstützung sind weiterreichend als bisher und wurden an den Rahmen des RfG angepasst
- Das geforderte Verhalten wurde konkretisiert bzgl.
 - unsymmetrischer Fehler
 - Definition von Fehlerbeginn / - Ende bei Typ 2-Anlagen
 - Verhalten nach dem Fehler
 - Dynamik
 - Mehrfachfehler

Abschnitt 10.2.4

Wirkleistungsabgabe

Anforderungen an Erzeugungsanlagen – Wirkleistungsabgabe

■ 10.2.4.1 Allgemeines

- Geschwindigkeitsbegrenzung
- Priorisierung

■ 10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

- Anforderung des VNB
- Umsetzung bei Mischanlagen

■ 10.2.4.3 Wirkleistungseinspeisung bei Über- und Unterfrequenz

- Anforderungen Netzverbleib
- P-f-Kennlinie

EZA – Wirkleistungsabgabe / Allgemeines

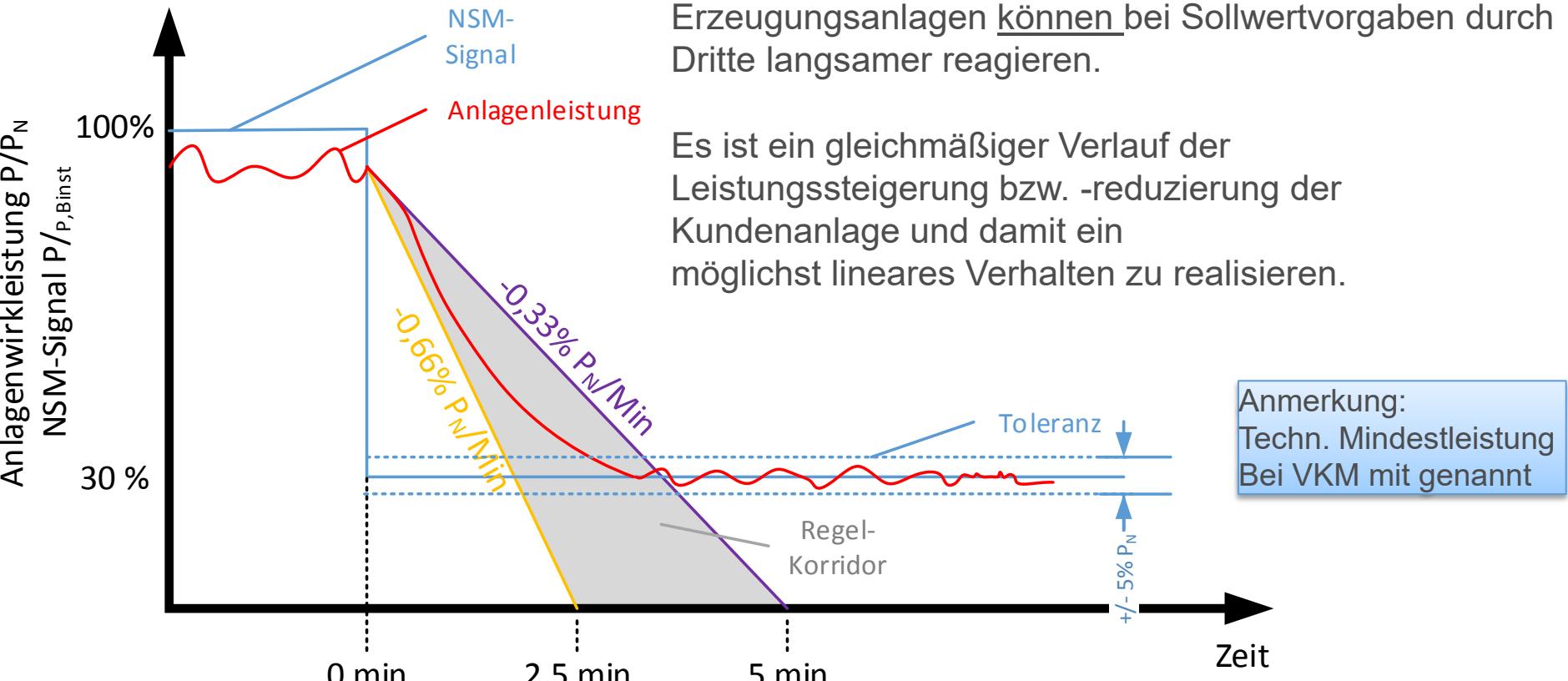
■ Probleme:

- Immer mehr Anlagen in Direktvermarktung
- Es resultieren hohe Leistungsgradienten zum 15-min-Wechsel
- Sprunghafte Leistungsänderungen immer gefährlich
- Zeitsynchrones Anlagenverhalten potentiell kritisch
- Bei der Anlagenleistung mischen immer öfter „viele Köche“ mit.
- Auch bei Flächenschaltungen durch VNB (Kaskade) ist hohe Leistungsänderung erforderlich.
- Künftig ist auch mit steuerbaren Bezugs-Lasten zu rechnen

EZA – Wirkleistungsabgabe / Grandientenbegrenzung

Begrenzung des Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe und des Wirkleistungsverbrauchs

- nicht schneller als in 2,5 min ($0,66\% P_N$ je Sekunde);
 - nicht langsamer als in 5 min ($0,33\% P_N$ je Sekunde).
- Erzeugungsanlagen können bei Sollwertvorgaben durch Dritte langsamer reagieren.

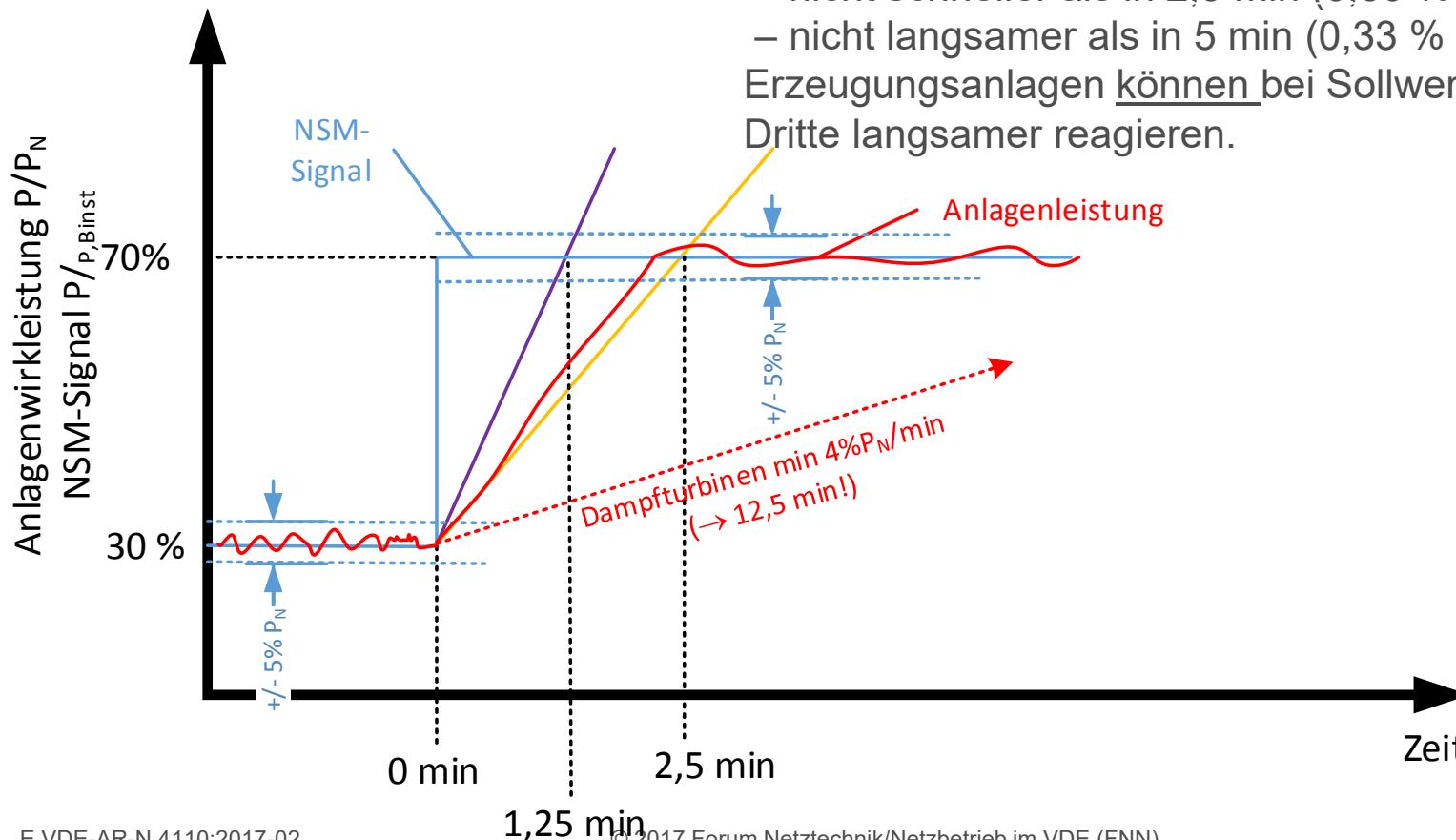


EZA – Wirkleistungsabgabe / Leistungssteigerung

Begrenzung des Leistungsgradienten sind für das Steigern und Reduzieren der Wirkleistungsabgabe und des Wirkleistungsverbrauchs

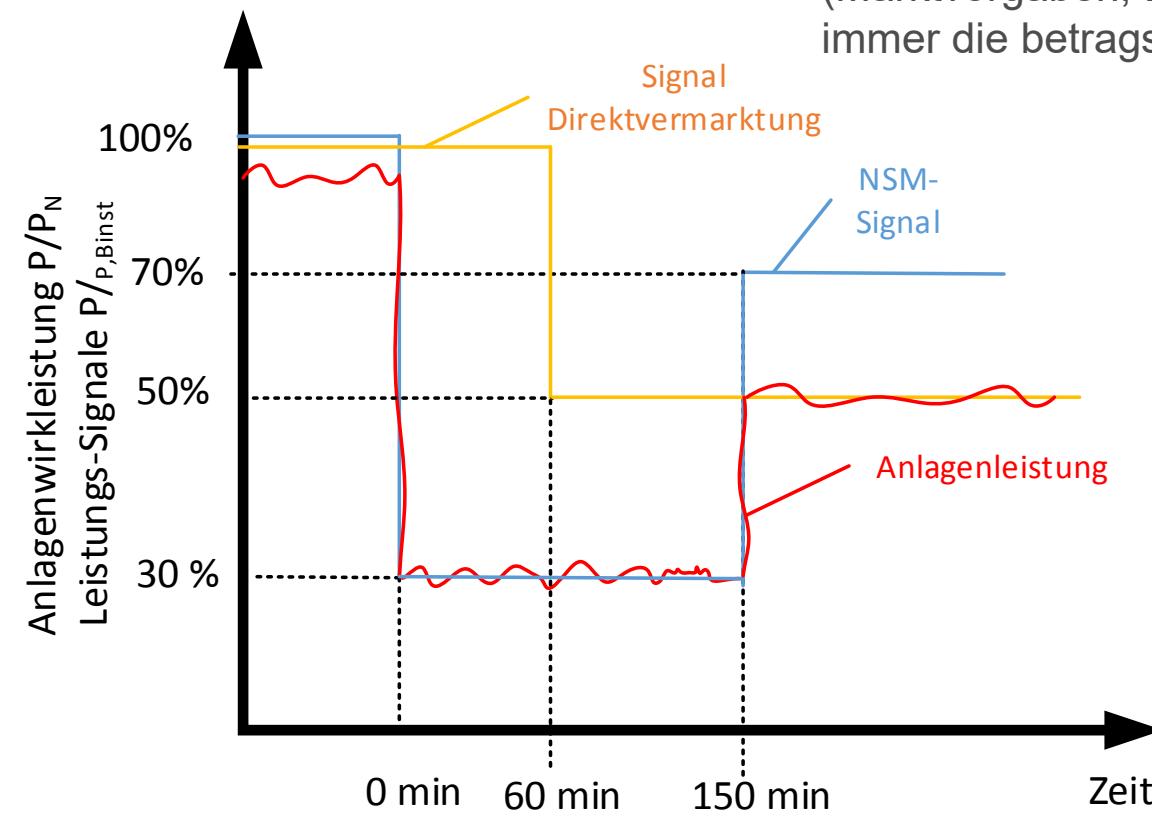
- nicht schneller als in 2,5 min ($0,66\% P_N$ je Sekunde);
- nicht langsamer als in 5 min ($0,33\% P_N$ je Sekunde).

Erzeugungsanlagen können bei Sollwertvorgaben durch Dritte langsamer reagieren.

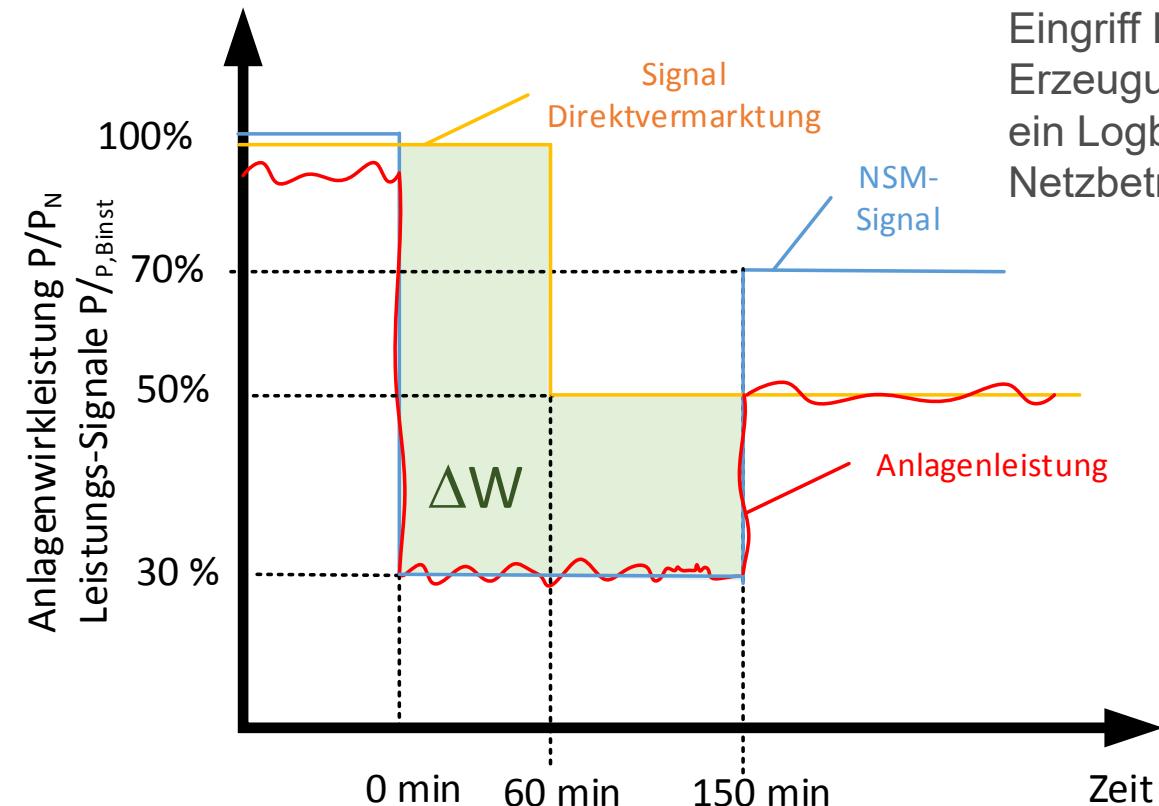


EZA – Wirkleistungsabgabe / Vorrangregelung

Bei sich zeitlich überschneidenden Wirkleistungsvorgaben durch den Netzbetreiber (Netzsicherheitsmanagement) und durch Dritte (Marktvorgaben, Eigenbedarfsoptimierung usw.) gilt immer die betragsmäßig kleinere Leistung

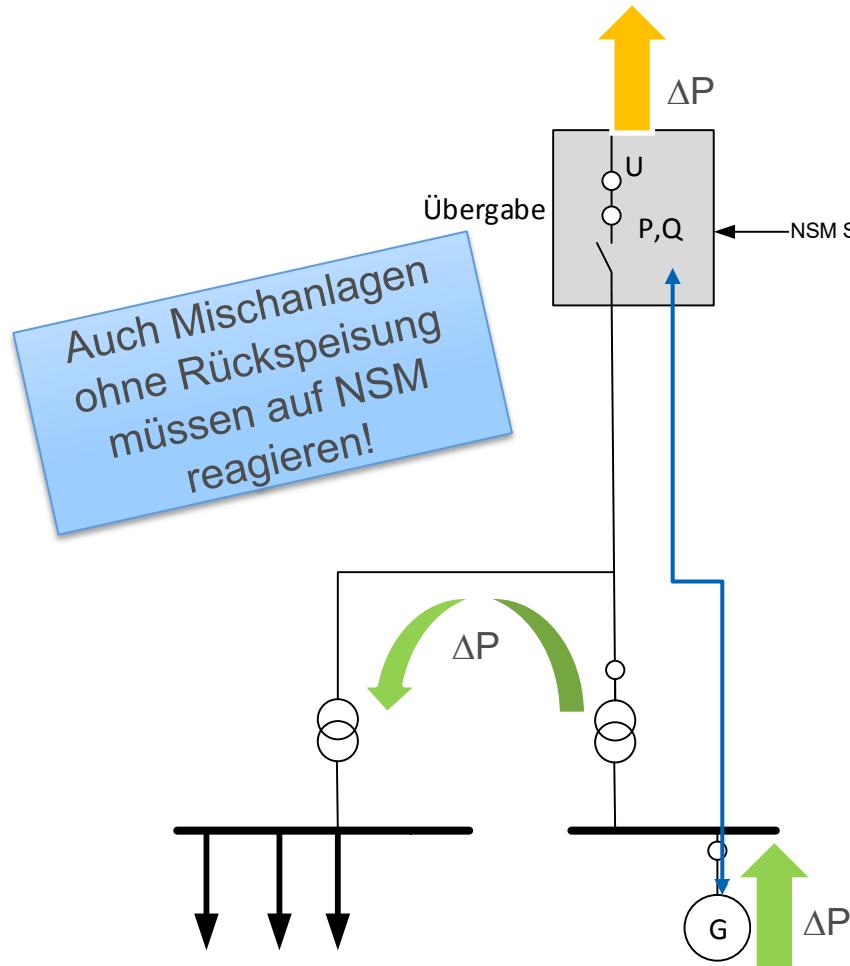


EZA – Wirkleistungsabgabe / Logbuch



Der Anlagenbetreiber hat jederzeit einen Nachweis für die zurückliegenden 12 Monate über die Leistungsabregelung des Netzsicherheitsmanagements und den Eingriff Dritter während des Betriebs der Erzeugungsanlage vorzuhalten (z. B. über ein Logbuch). Auf Anforderung ist dem Netzbetreiber dieser Nachweis vorzulegen.

EZA – Wirkleistungsabgabe / Mischanlage



Bezugsgröße NSM ist P_{binst}
→ Signal unabhängig von Momentanleistung
→ Kann direkt auf EZE/EZA geschaltet werden.
(einfacher Standardfall)

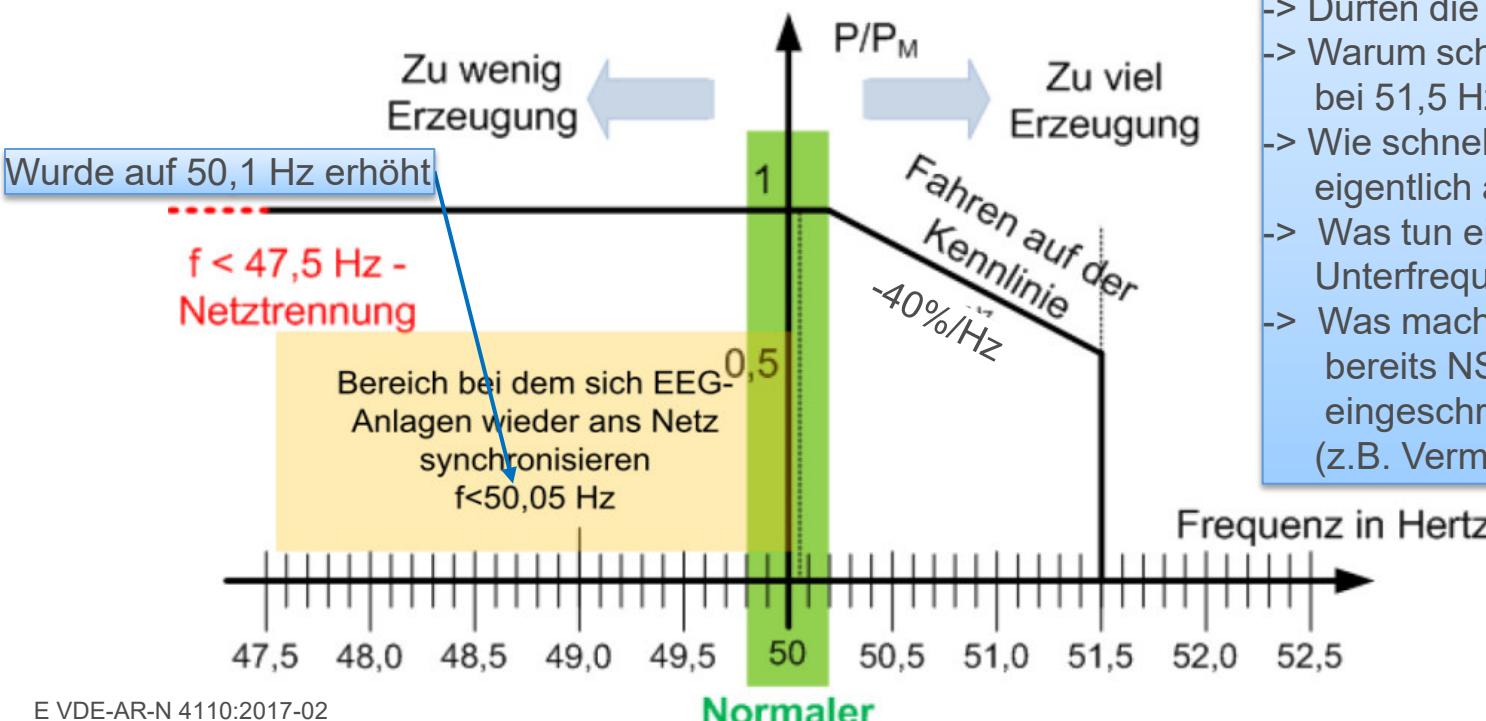
Könnte statt einer „Abregelung“ auch eine (passende) Lastaufschaltung erfolgen?

→ Technisch ok; solange „Netzwirkung“ am NAP sichergestellt wird.

Problem: Nachweisführung
→ Anforderung dass ΔP messtechnisch nachvollziehbar sein muss

EZA – Wirkleistungseinspeisung bei Über-/Unterfrequenz

- Frequenz: Übergeordnete Größe
 - (Verbundnetz / SYSTEM / Cross-Border Issue)
 - entso-e Vorgaben müssen beachtet werden
(Rfg: Erzeuger > 0,8 kW = Significant Grid User)
 - 50,2 Hz Problem & P-f-Kennlinie bekannt (Basis) :



Fragestellungen:

- Turbinen& VKM drosseln Leistung bei geringeren Drehzahlen.
- > Dürfen die das?
- > Warum schalten wir in der MS bei 51,5 Hz unverzögert ab?
- > Wie schnell fahren die Anlagen eigentlich auf der Kennlinie?
- > Was tun eigentlich Speicher bei Unterfrequenz?
- > Was machen durch Markt oder bereits NSM bereits eingeschränkte Anlagen (z.B. Vermarktung) bei $f < 49,8 \text{ Hz}$?

Wirkleistungseinspeisung bei Frequenzabweichungen

Grundsätzliches

Zuletzt eingetreten:
2006

■ falls $f < 49,8 \text{ Hz}$ oder $f > 50,2 \text{ Hz}$ gilt: System ist gefährdet

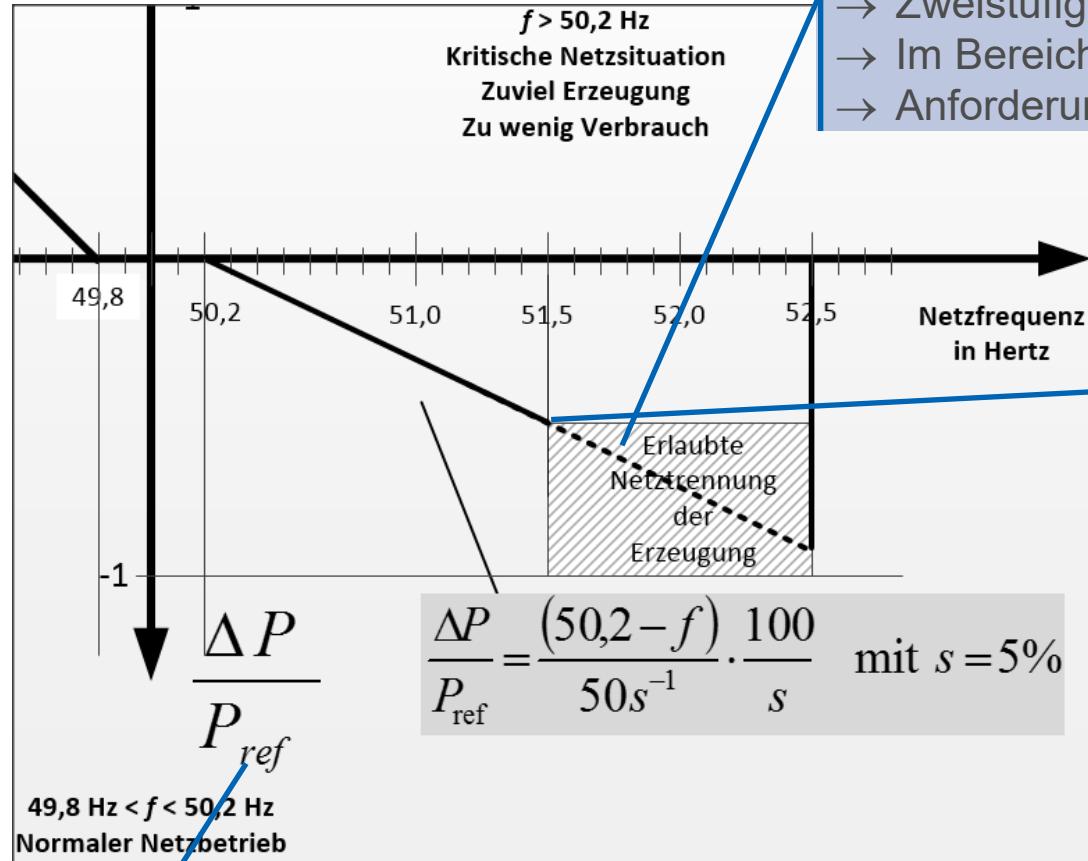
- P-Änderungen haben Vorrang vor Markt (Entspricht EnWG §13)
- P-Änderungen haben keinen Vorrang vor NSM

Grund: wenn NSM genutzt wurde, ist das Netz nahe an 100% Auslastung in der MS-Ebene; Mit weiterer Leistungserhöhung wird Schutzauslösung und der Verlust der gesamten Erzeugung riskiert.

■ Wann ist das Vorbei?

- Wenn $49,8 \text{ Hz} < f < 50,2 \text{ Hz} \rightarrow$ eigentlich OK;
- Aber bitte langsam zurück zum „Normalzustand“!
- Wenn f im „Band“: Wirkleistungsänderung von maximal 10 % P_N / min
- wenn f über 10 min lang innerhalb des Toleranzbandes \rightarrow Netznormalbetrieb

Wirkleistungseinspeisung bei Überfrequenz



Erweiterter Bereich für „Überschwingung“ von 5 sec.
 → Zweistufiger $f > -$ -Schutz
 → Im Bereich möglichst der Kennlinie folgen
 → Anforderung (noch) nicht zwingend

Regelzeiten lt. Entso-e Rfg:
 „As fast as technically feasable“

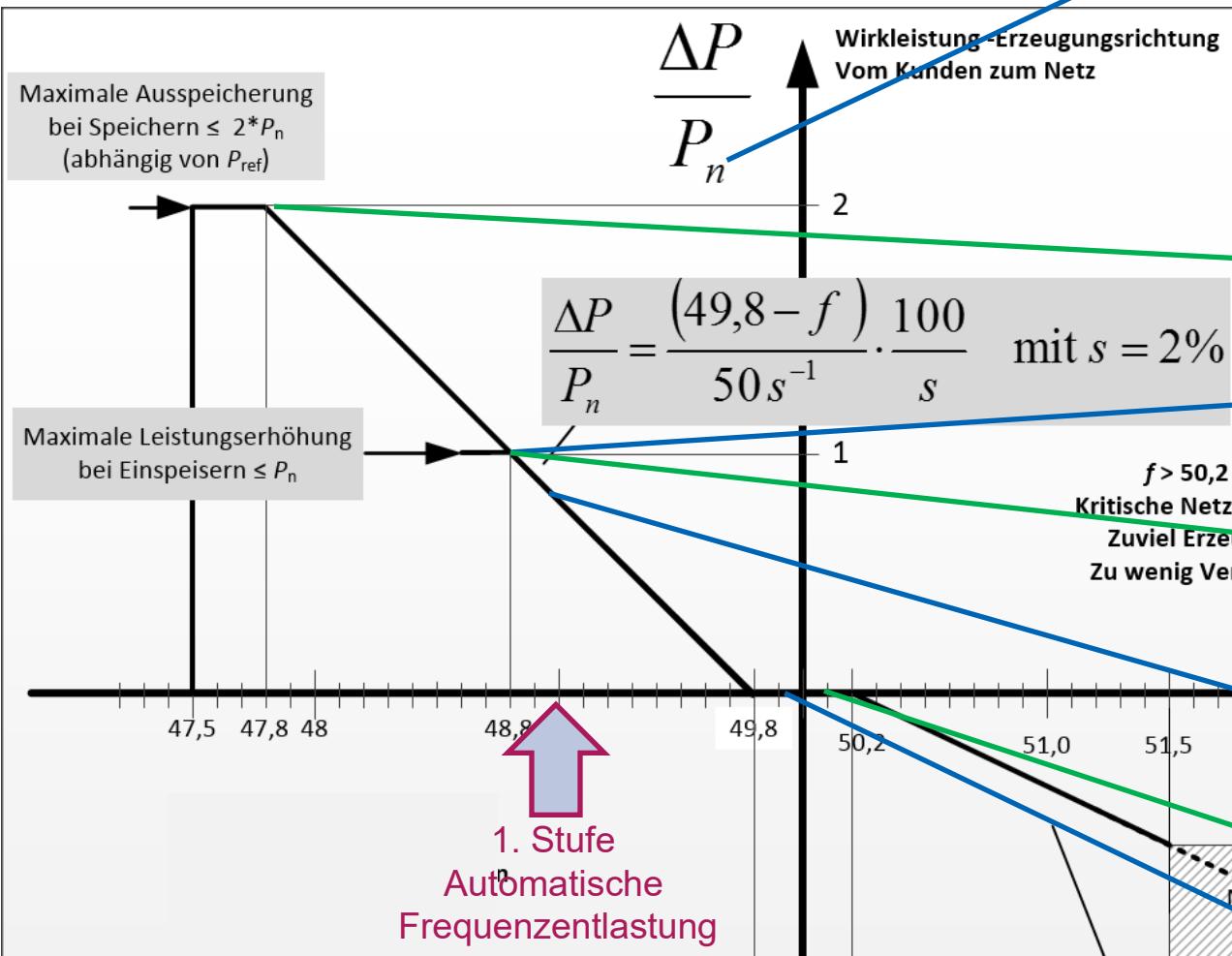
→ Möglichst Schnell
 → Genauigkeit 2-Rangig

Anschwingzeit: 2s
 Einschwingzeit 20s
 Messtoleranz < 10 mHz
 P-Abweichung +/- 10% P_N

$P_{\text{ref}} = P_{\text{MOM}}$ bei Typ2: → Keine Änderung (wird immer bei $f=50,2$ oder $f=49,8$ gelockt)
 $P_{\text{ref}} = P_N$ für Typ1: → RfG (feste Steilheit)

Wirkleistungseinspeisung bei **Unterfrequenz**

Vorsicht!
Andere Achsenkalierung!
 ΔP bezogen auf die
NENNLeistung



Beispiel 1

Beispiel 2

$\Delta P = -200\%$
Speicher entlädt
nicht mehr; $P=-100\%$

$\Delta P = 100\%$
Speicher lädt; $P=-20\%$

$\Delta P = 100\%$
Speicher entlädt
nicht mehr; $P=-100\%$

$\Delta P = 80\%$
Speicher lädt
nicht mehr; $P=0\%$

Speicher ist aus 0 %

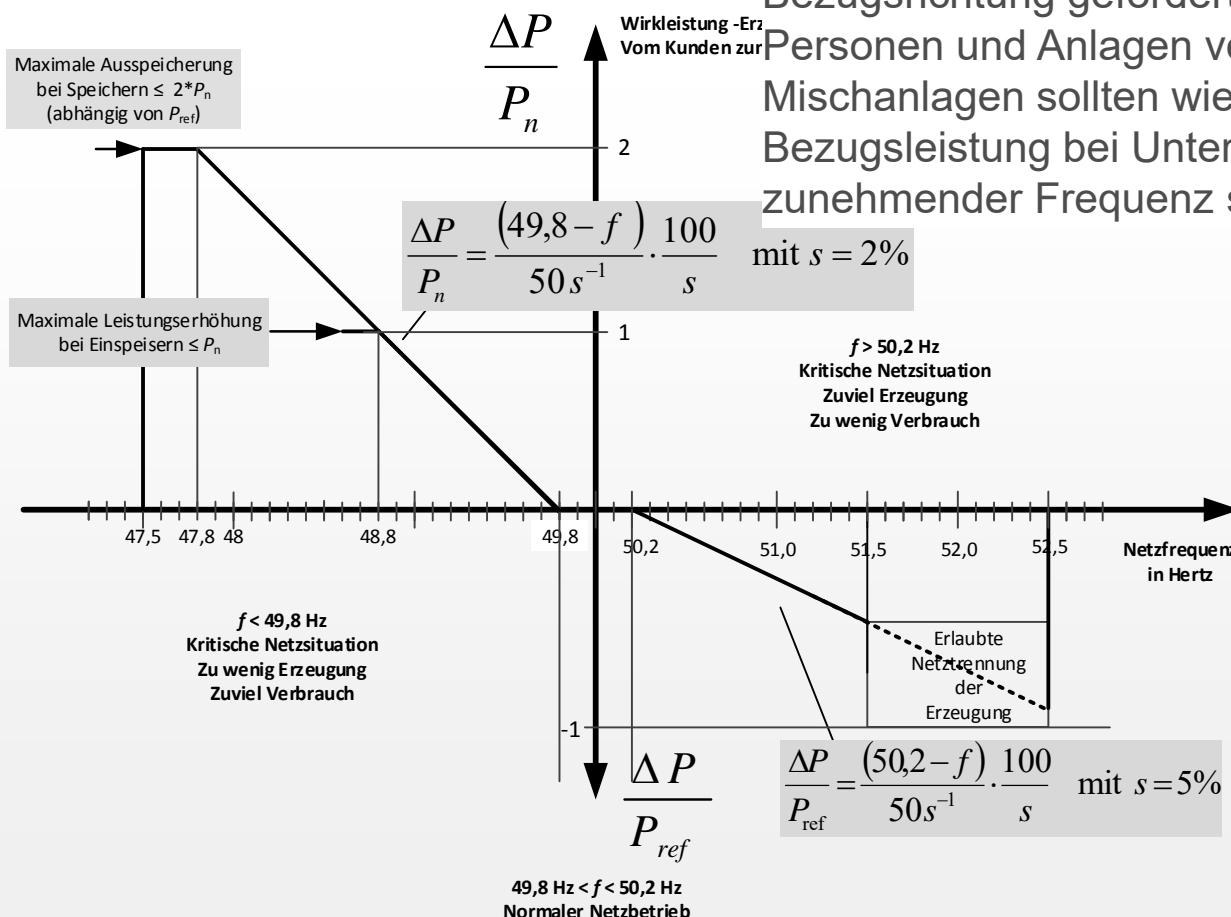
Speicher lädt mit 80 %

P-f-Anforderung

ΔP Anforderung! (Richtungsänderung immer korrekt)

Gilt für Erzeuger (mit Speicherkapazität $W > P_N * 30s$)

Gilt für Anwendungen nach § 14 EnWG mit elektronischer Regelung (z. B. Ladeanwendungen für Speicher oder elektronisch geregelte elektrothermische Anwendungen) in Bezugsrichtung gefordert, sofern keine Gefährdung von Personen und Anlagen vorliegt. Diese Bezugs- oder Mischanlagen sollten wie in Bild 17 dargestellt die Bezugsleistung bei Unterfrequenz absenken bzw. bei zunehmender Frequenz steigern.



P-f-Anforderung - Regelzeiten

Eingeschränkte Anforderungen aufgrund technischer Restriktionen

- Wind: Erhöhung nur wenn Wind > 50% P_N
- VKM:
 - ≤ 2 MW mindestens 66 % P_n je Minute
 - > 2 MW mindestens 20 % P_n je Minute
- Dampfturbinen zur Erhöhung; mindestens 4 % P_n /min
- Bei Wasserkraftanlagen ist eine Anschwingzeit von 15 s und eine Einschwingzeit von 30 s erforderlich.
- Nachweisführung im und Anschwingzeiten bezogen auf $\Delta f = 500 \text{ mHz}$

Regelzeiten lt. Entso-e Rfg:
„As fast as technically feasible“

- > Möglichst Schnell
- > Genauigkeit 2-Rangig

Speicher:

Anschwingzeit: 2s
Einschwingzeit 20s
Messtoleranz < 10 mHz
P-Abweichung +/- 10% P_N

(noch) keine harten Anforderungen für den $f <$ Bereich bei EZA:
Je mehr mit machen desto eher kann man später Ausnahmen machen
-> Je weniger sich heute beteiligen umso härter muss die Nachfolgerichtlinie werden

Abschnitt 10.3

**Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen
- Frequenzschutzeinrichtungen und
Schutzübersichten**

Abschnitt 6.3.3 Schutztechnik (Allgemein)

Für Abnehmer und für Erzeugungsanlagen

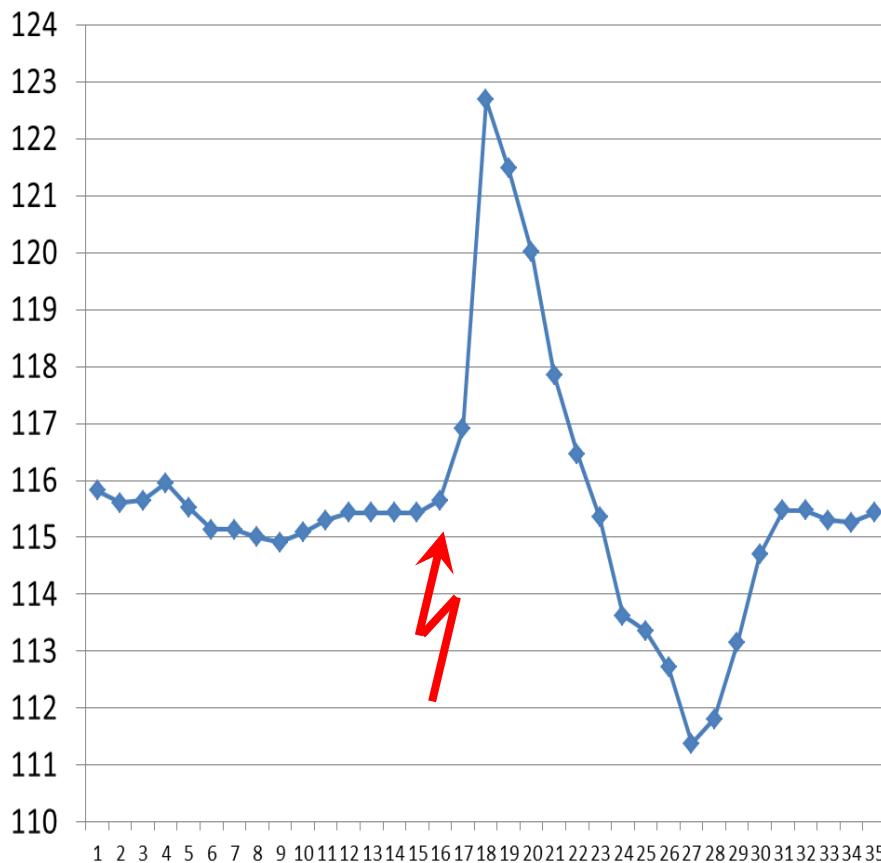
- Gilt für Verbrauchs- wie für Erzeugungsanlagen, also für
 - Netzschatzeinrichtungen
 - Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers und
 - Entkupplungsschutzeinrichtungen (bei Erzeugungsanlagen)
- Die Verantwortung liegt beim jeweiligen Eigentümer
- Der Netzbetreiber kann die Installation eines Frequenzrelais fordern und gibt die Einstellwerte vor
- Turnusmäßige Schutzprüfungen sind vorgeschrieben
- Hierfür ist mindestens eine Prüfklemmleiste zu installieren
- In begründeten Fällen sind Störschreiber am Netzanschlusspunkt zu installieren (z.B., falls kein messtechnischer Nachweis über die Einhaltung der Netzstützung vorliegt)
- Alle für Störungsaufklärungen notwendigen Informationen sind zwischen Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer auszutauschen.

Abschnitt 10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen (bei Erzeugungsanlagen)

**Erfahrungen aus Netzfehlern
Spannungsschutzeinrichtungen**

Fall 1) Kurzschluss im 110kV-Netz

L-L-Spannung in kV (Minutenwerte)

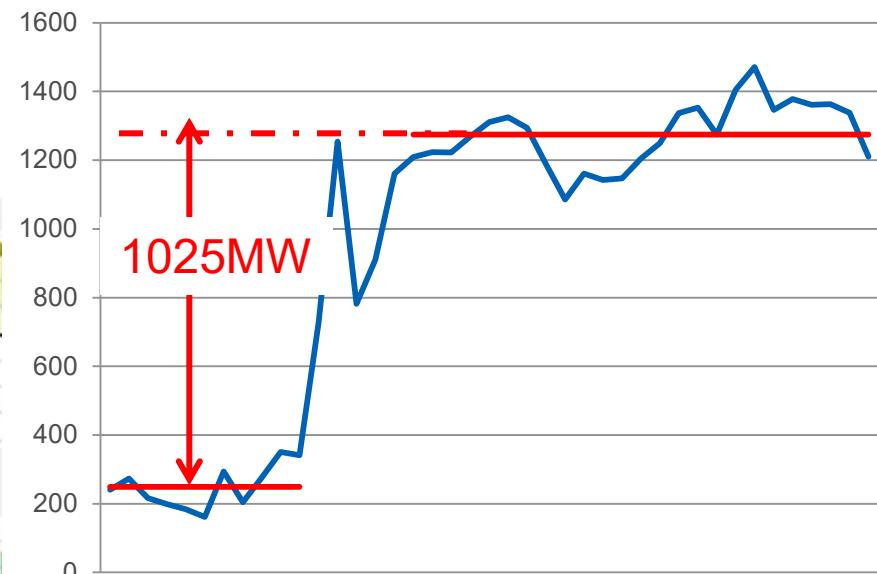
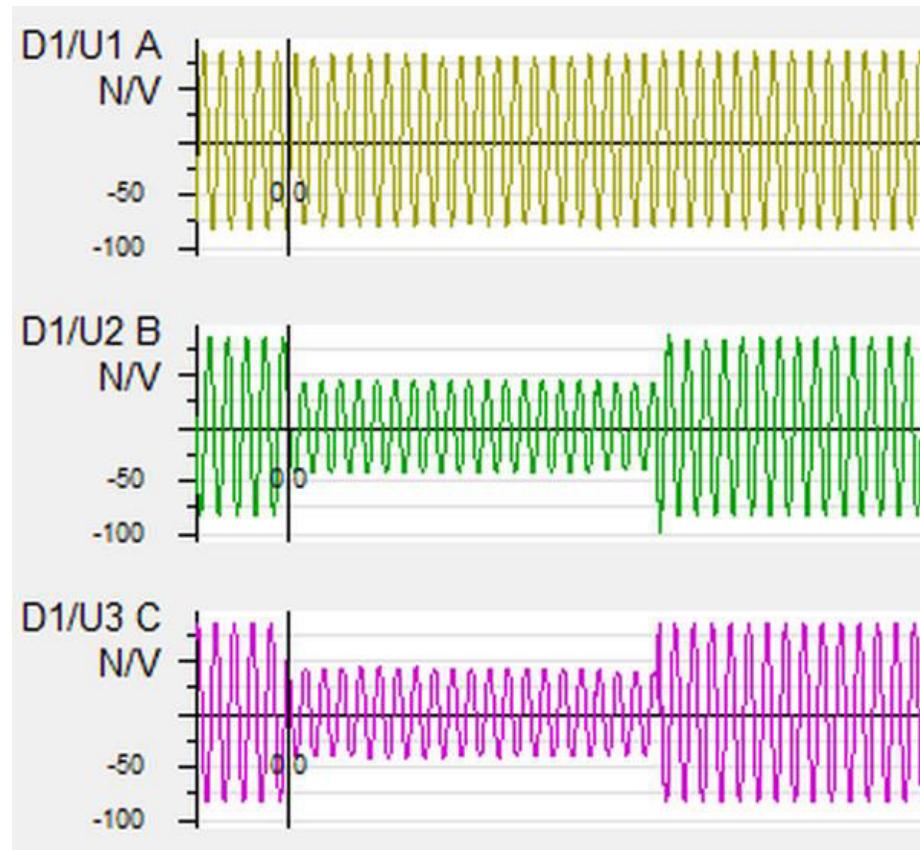


- 2-pol. Kurzschluss 110kV
- Fehlerklärungszeit 90ms
- Ausfall Erzeugungsleistung >900MW

- Vermutete Ursache:
Ansprechen von
Überspannungsschutz-
einrichtungen

* Quelle: Auswirkungen von Netzstörungen auf Energiebilanz und Spannungshaltung, T. Henning, U. Welz, H. Kühn SuL 2014

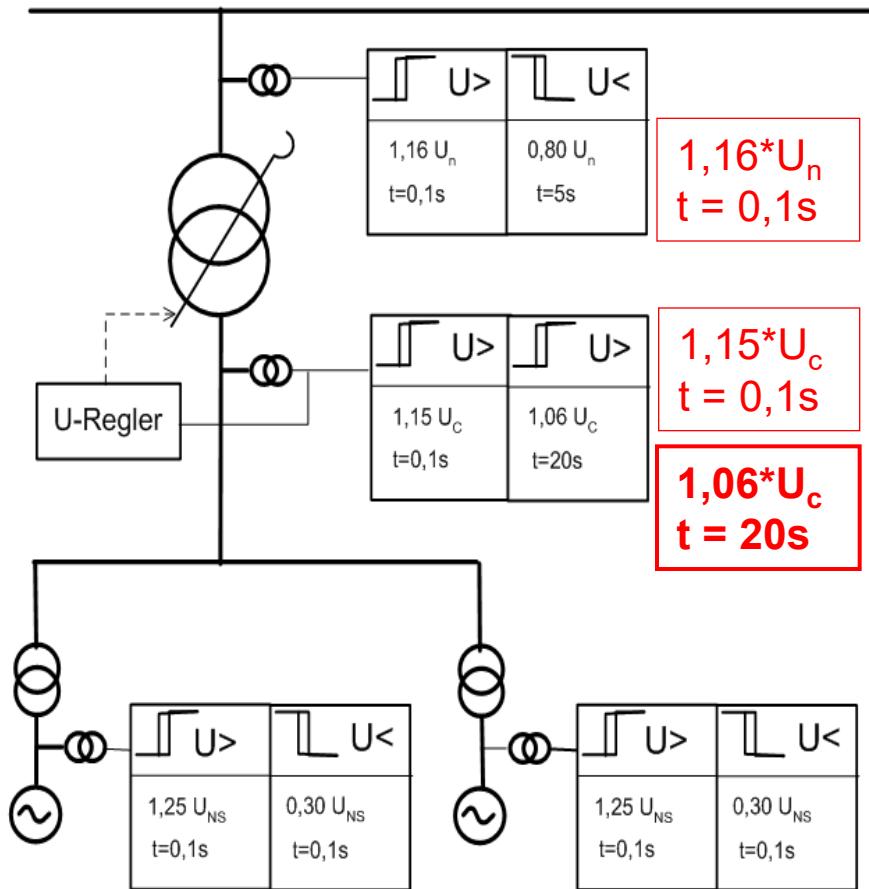
Fall 2) 2-pol- Kurzschluss im 380kV-Netz



- 2-pol. Kurzschluss 380kV
- Fehlerklärungszeit ca. 400ms
- Ausfall von über 1000 MW
- Vermutete Ursache:
Ansprechen von
Überspannungsschutz-
einrichtungen

*) Quelle: Auswirkungen von Netzstörungen auf Energiebilanz und Spannungshaltung, T. Henning, U. Welz, H. Kühn SuL 2014

Vermutete Ursache für den Ausfall von Erzeugungsleistung



- Beispiel Einstellung
Spannungsrelais
VDN-Leitfaden aus 2004

*) Quelle: Auswirkungen von Netzstörungen auf Energiebilanz und Spannungshaltung, T. Henning, U. Welz, H. Kühn SuL 2014

		BDEW 2008		VDE-AR-N 4110	
Funktion - NAP		Kann bei Anschluss im MS-Netz entfallen, wenn keine dynamische Netzstützung gefordert wird		Immer vorhanden	
Spannungssteigerung U>>		1,15 U_C	0,1 s	1,20 U_{MS}	0,3 s
Spannungssteigerung U>		1,08 U_C	60 s	1,10 U_{MS}	180 s
Spannungsrückgang U<		0,80 U_C	2,7 s	0,80 U_N	2,7 s
QU-Schutz $Q \rightarrow \& U <$		0,85 U_C	0,5 s	0,85 U_N	0,5 s
Funktion – EZE		Anschluss Sammelschiene		Anschluss Sammelschiene	
Spannungssteigerung U>>		1,20 U_C	0,1 s	1,25 U_{MS}	0,1 s
Spannungsrückgang U<		0,80 U_{NS}	1,5-2,4 s	0,80 U_{NS}	1,5-2,4s
Spannungssteigerung U<<		0,45 U_C	0,3 s	0,3 U_{MS}	0,8 s
		Anschluss im MS-Netz		Anschluss im MS-Netz	
Spannungssteigerung U>>		1,15 U_{NS}	0,1s	1,25 U_{NS}	0,1 s
Spannungsrückgang U<		0,80 U_{NS}	1,0s	0,80 U_{NS}	1,0 s
Spannungsrückgang U<<		0,45 U_{NS}	0,3 s	0,45 U_{NS}	0,3 s

Wichtig – Wichtig – Wichtig – Wichtig – Wichtig – Wichtig

Anforderungen an Spannungsrelais (Kap. 10.3.1)

- Rückfallverhältnis Spannungssteigerung $\leq 1,02$
- Rückfallverhältnis Spannungsrückgang $\geq 0,98$
- Messfehler $\leq 1\%$
- Auswertung des Grundschwingungseffektivwertes

Kap. 10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen (bei Erzeugungsanlagen)

Frequenzschutzeinrichtungen

Frequenzschutzeinrichtungen

BDEW 2008

- $\leq 47,5$ Hz Trennen vom Netz
- $47,5\text{--}51,5$ Hz Trennen nicht erlaubt
- $\geq 51,5$ Hz Trennen vom Netz

VDE-AR-N 4110

- $\leq 47,5$ Hz Trennen vom Netz
- $47,5\text{--}51,5$ Hz Trennen nicht erlaubt
- $51,5\text{--}52,5$ Hz Trennen zulässig
- $52,5$ Hz Trennen vom Netz

Frequenzschutzeinrichtungen EZE

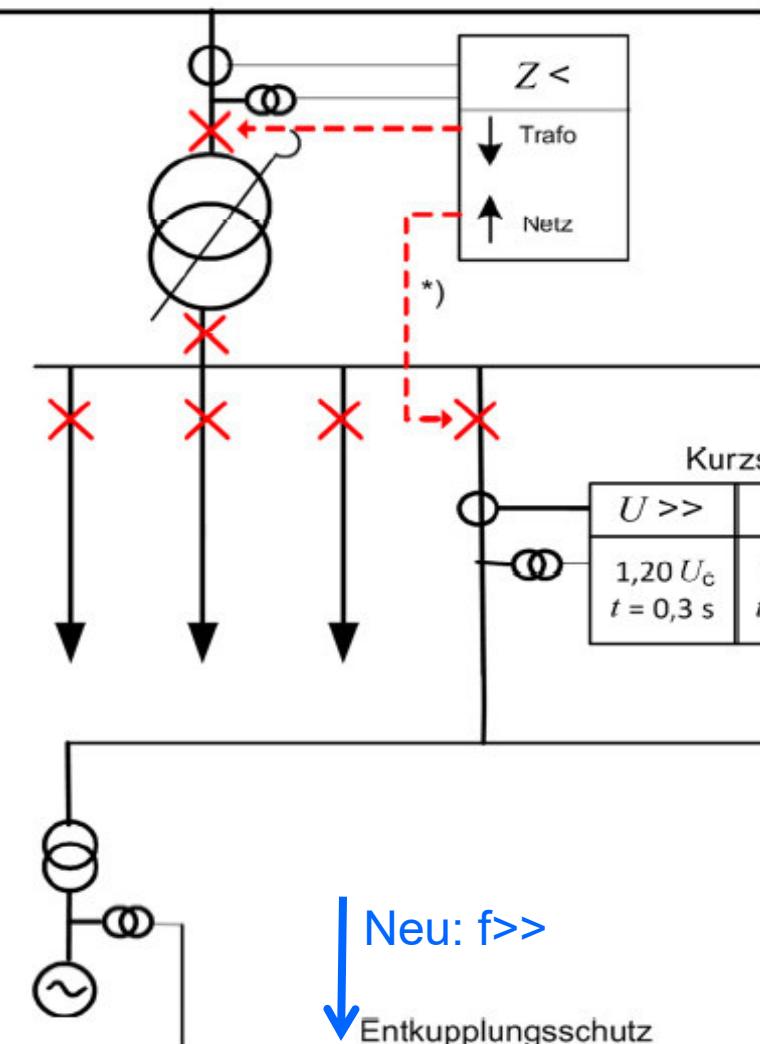
Frequenzrückgang	f<	47,5 Hz	0,1 s *
Frequenzsteigerung	f>	51,5 Hz	≤ 5 s **
Frequenzsteigerung	f>>	52,5 Hz	0,1 s *

* besser: 5 Messwiederholungen

** nach Vermögen der EZE

Kap. 10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen (bei Erzeugungsanlagen)

Schutzübersichten



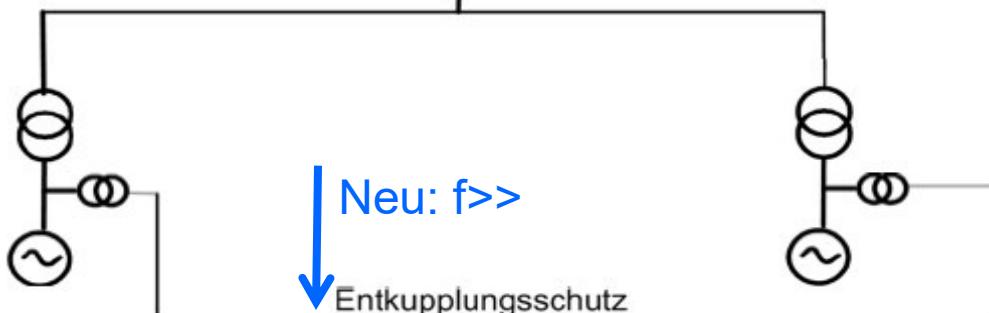
U_c - vereinbarte Versorgungsspannung

$U_{NS} = U_c / \dot{u}$ mit \dot{u} = Übersetzungsverhältnis der Maschinentransformatoren

! Schutzfunktion ist konzeptionell zu berücksichtigen und nach NB-Vorgabe zu realisieren

Kurzschlussenschutz und übergeordneter Entkupplungsschutz

$U >>$	$U >$	$U <$	$f >$	$f <$	$Z <$	$Q \rightarrow & U <^{**}$
$1,20 U_c$ $t = 0,3 \text{ s}$	$1,10 U_c$ $t = 180 \text{ s}$	$0,8 U_c$ $t = 2,7 \text{ s}$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5400 \text{ ms}$	$47,5 \text{ Hz}$ $t = 400 \text{ ms}$	$U_F = 0,8 U_c$ $I_F = 0,2 I_N$ $I_E \geq 1,2 I_{CE}$	$0,85 U_c$ $t = 0,5 \text{ s}$



$f >$ und $f <$
optional (je nach
Netzbetreiber)

Neu: Distanzrelais
mit U/I-Anregung
vorgeschrieben
UMZ nicht
zulässig
Entkupplungsschutz

$U >>$	$U <$	$U <<$	$f >>$	$f >$	$f <$
$1,25 U_{NS}$ $t = 0,1 \text{ s}$	$0,8 U_{NS}$ $t = 1,5 - 2,4 \text{ s}$	$0,3 U_{NS}$ $t = 0,8 \text{ s}$	$52,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5 \text{ s}$	$47,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100 \text{ ms}$

$U >>$	$U <$	$U <<$	$f >>$	$f >$	$f <$
$1,25 U_{NS}$ $t = 0,1 \text{ s}$	$0,8 U_{NS}$ $t = 1,5 - 2,4 \text{ s}$	$0,3 U_{NS}$ $t = 0,8 \text{ s}$	$52,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100 \text{ ms}$	$51,5 \text{ Hz}$ $t = 5 \text{ s}$	$47,5 \text{ Hz}$ $t \leq 100 \text{ ms}$

