

P2021 Gutachten zur NEMO VIII, Los 1 - Stabilität (Kurzfassung)

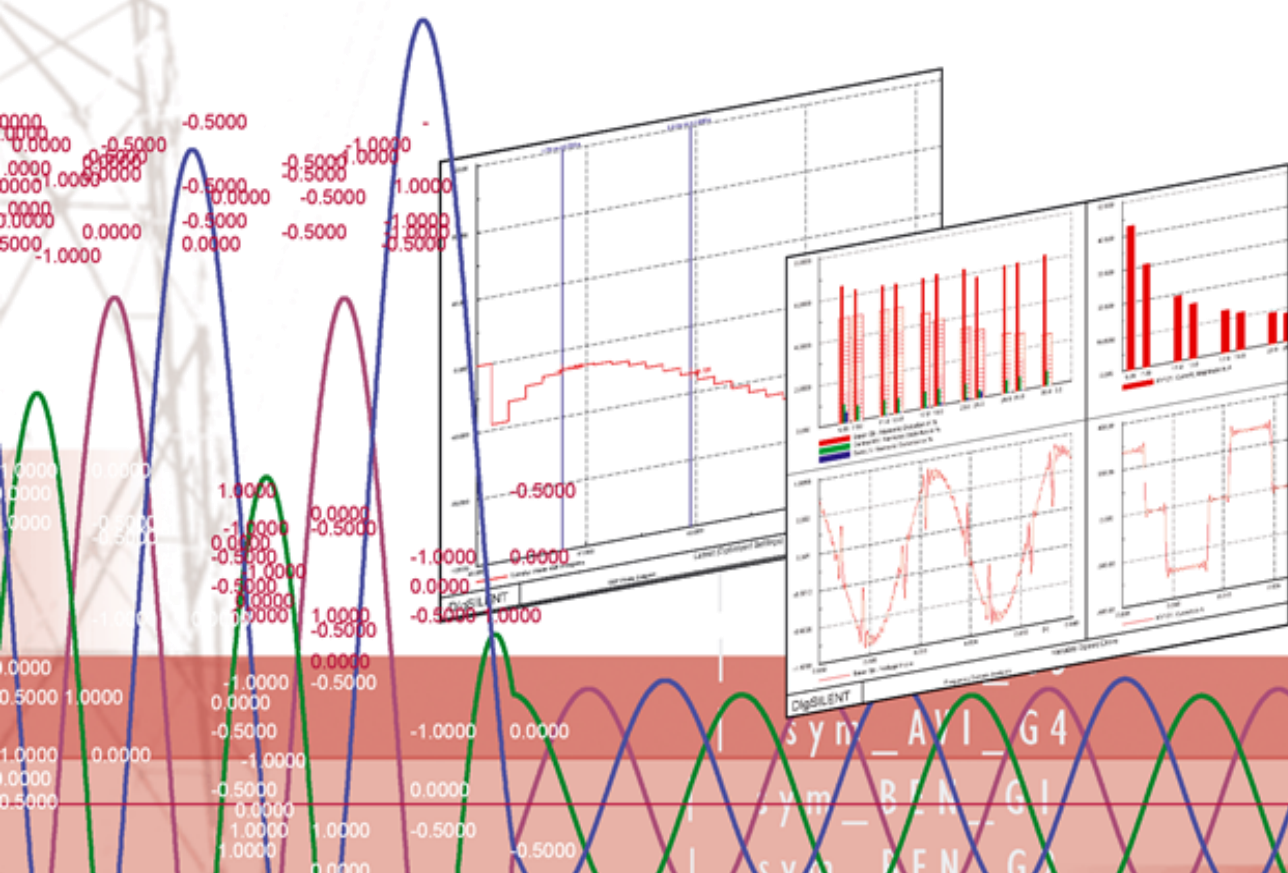
Erstellt für die:

Bundesnetzagentur

Canisiusstr. 21, 55122 Mainz

Herausgeber:

DigSILENT GmbH, Juli 2022





DIgSILENT GmbH

Heinrich-Hertz-Straße 9
D-72810 Gomaringen
Tel.: +49 7072 9168 - 0
Fax: +49 7072 9168- 88
<http://www.digsilent.de>

Kontakt

Dr. Martin Schmieg
T: +49 (0)7072 9168-10
m.schmieg@digsilent.de

Alle Rechte vorbehalten, Copyright © DIgSILENT, 2022.

Wenn nicht anders angegeben, ist der Inhalt dieses Berichts Eigentum der DIgSILENT GmbH. Dies schließt den Inhalt in Form von Text, Grafiken, Logos, Bildern und angehängten Dokumenten, sowie das Design und das Layout des Berichts ein. Jede unerlaubte Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Wiedergabe ist streng verboten und stellt eine Verletzung des Urheberrechts dar.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	6
2	ANFORDERUNGEN AN DIE BEWERTUNG DER SYSTEMSTABILITÄT	8
2.1	STABILITÄT DES STATIONÄREN AUSGANGSZUSTANDS.....	9
2.2	STABILITÄT DES GESTÖRTEN NETZZUSTANDS	10
3	STABILITÄTSRELEVANTE NEP-PRÜFKRITERIEN	11
3.1	BEWERTUNG DER STATISCHEN SPANNUNGS- UND WINKELSTABILITÄT	12
3.2	DYNAMISCHE SPANNUNGSSTABILITÄT – INTRINSISCHE STABILITÄT	15
3.3	TRANSIENTE STABILITÄT IN VERBINDUNG MIT SPANNUNGSWIEDERKEHR	17
3.4	FREQUENZ- UND SPANNUNGSSTABILITÄT AUCH IN VERBINDUNG MIT SYSTEM-SPLIT-SZENARIEN.....	19
4	SYSTEMATIK DER DYNAMISCHEN UNTERSUCHUNGEN ZUR ÜBERPRÜFUNG DES NEP ...	22
4.1	GRUNDSÄTZLICHE ASPEKTE	22
4.2	WEITERE GRUNDSATZBETRACHTUNGEN	25
4.3	ERGÄNZENDE BETRACHTUNGEN ZUM KURZSCHLUSSEVERHÄLTNIS (SCR).....	26
4.3.1	<i>Äquivalentes Kurzschlussverhältnis (ESCR).....</i>	<i>27</i>
4.3.2	<i>Ermittlung der ESCR-Werte für das Netzmodell 2035.....</i>	<i>28</i>
5	REFERENZEN	31

Abkürzungen

AGR	Adjacent Grid Region electrically close to the German Grid
AP	Arbeitspaket
APU	Active Power Unit (inkl. PMU and PCO)
AVR	Automatic Voltage Regulator
BESS	Battery Energy Storage System
EE	Erneuerbare Energie
EMT	Elektro-Magnetic-Transients
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
ESCR	Equivalent Short Circuit Ratio (äquivalentes Kurzschlussverhältnis)
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZE Typ 1	EZE mit Synchrongenerator
EZE Typ 2	EZE mit Wechselrichter oder doppeltgespeistem Asynchrongenerator
EZVA	Erzeugungs- und Verbrauchsanlage (z.B. Batteriesystem)
GF	Grid Forming / netzbildend
GGR	German Grid Region
HVDC	High Voltage Direct Current
IF	Interaction Factor
LFSM-O/U	Limited Frequency Sensitive Mode (Over- / Under-Frequency)
LCC	Line Commutated Converter
MMC	Modular Multilevel Converter
MS	Mittelspannung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
nGF	not Grid Forming / nicht netzbildend
NNF	Netznutzungsfall
NS	Niederspannung
OWP	Offshore Wind Park
$P_{AV,E}$	Vereinbarte Anschlussleistung für Einspeisung
PCO	Primary Controller
PGM	Power Generation Module (PMU/PCO/EXC/AVR)
PMU	Prime Mover Unit
PRMB	Marktbasierte Primärregelung

PRNB	Netzsicherheitsbasierte Primärregelung
PV	Photovoltaic system with inverter
RfG	Requirements for Generators (Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission)
RGR	Remote Grid Region electrically far from the German Grid
ROCOF	Rate of Change of Frequency
RPS	Rotierender Phasenschieber
SCR	Short Circuit Ratio (Kurzschlussverhältnis)
SDLV	Systemdienstleistungsverordnung
S_{KV}	Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt
SSR	Subsynchrone Resonanz
SSTI	Sub-synchronous torsional interaction (subsynchrone Torsions-Wechselwirkung)
STATCOM	Static Synchronous Compensator (Static Var compensator based on VSC technology)
SVC	Static Var Compensator (statischer Blindleistungskompensator)
TAR	Technische Anschlussregel (z.B. TAR-Höchstspannung VDE-AR-N 4130)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur prüft gemäß ihrer gesetzlichen Aufgabe den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Netzentwicklungsplan. Teil dieser Prüfung sind seit dem Netzentwicklungsplan 2019-2030 auch Betriebsmittel, die zur Systemstabilität im Übertragungsnetz beitragen.

Der Netzausbau der deutschen Übertragungsnetze ist ein wesentlicher Einflussfaktor bei der Umsetzung der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele. Entsprechend § 11 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, das Netz sicher, zuverlässig, leistungsfähig, diskriminierungsfrei und bedarfsgerecht im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit zu betreiben, zu warten, zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Als Grundlage eines Bundesbedarfsplans, der vom Bundesgesetzgeber zu verabschieden ist, hat die Bundesnetzagentur gemäß § 12c EnWG den Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu bestätigen.

Gemäß § 12c EnWG sind die folgenden Schritte bei der Bundesnetzagentur vorgesehen:

1. Die Bundesnetzagentur prüft den Netzentwicklungsplan und kann Änderungen des Entwurfs durch die Übertragungsnetzbetreiber verlangen.
2. Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans nach § 12e EnWG erstellt die Bundesnetzagentur frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Netzentwicklungsplans einen Umweltbericht.
3. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans und, in den Fällen des § 12e EnWG, zugleich der Umweltbericht werden öffentlich bekannt gemacht, und es werden Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, sowie die Öffentlichkeit konsultiert.
4. Die Bundesnetzagentur bestätigt den Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung des Konsultationsergebnisses spätestens am 31.12. eines ungeraden Jahres, beginnend mit 2017. Sie kann bestimmen, welcher Betreiber von Übertragungsnetzen für die Durchführung einer im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahme verantwortlich ist.

Die Notwendigkeit von Betriebsmitteln zur Sicherstellung der Netzstabilität - im Sinne der Netzdynamik – ergibt sich dabei auf Basis mehrerer Faktoren:

1. Der Kernenergie- wie auch der Kohleausstieg, einhergehend mit dem Zubau an umrichter-basierten Wind- und PV-Erzeugungsanlagen (Typ 2-EZA), führen zu einer grundsätzlichen Veränderung der dynamischen Eigenschaften des europäischen Verbundnetzes. Dies gilt insbesondere auch für die Netzgebiete der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
2. Im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung auf Basis von Synchrongeneratoren (Typ 1-EZA), mit konstruktiv bedingten Eigenschaften geringer Bandbreite, werden die Charakteristiken von Typ 2-EZA, STATCOMs und HGÜ-Systemen im Wesentlichen durch die Anforderungen der Netzanschlussregeln VDE-AR-N 4105/10/20/30/31 bestimmt, die

gemäß § 19 EnWG durch den VDE/FNN festgelegt werden. Sie durchlaufen dabei einen öffentlichen Kommentierungsprozess. Eine zusätzliche Konsultation durch die BNetzA und das BMWK findet nicht statt. Die explizite Anforderung, die Technischen Regeln für Erzeugungseinheiten systemstützend oder gar netzbildend auszugestalten, bestand für die derzeit gültige Fassung der TARs 2018:11 nicht. Demzufolge nimmt der Bedarf an Investitionen in Betriebsmittel zum Erhalt der Netzstabilität in erheblichem Umfang zu, zumal sich adäquat festgelegte Anschlussbedingungen aufgrund des Bestandsschutzes erst über einen längeren Zeitraum hinweg in ausreichendem Umfang systemstabilisierend auswirken werden.

3. Im ENTSO-E Umfeld, sowie einhergehend mit nationaler Gesetzgebung (z.B. Kohleausstiegsgesetz) wurde erkannt, dass die Netzstabilität nicht zwingend und selbstredend erhalten bleibt, sondern durch begleitende Maßnahmen aufrechterhalten werden muss. In diesem Zusammenhang ist auch festzulegen, für welche Störfallsituationen die Netzstabilität sicherzustellen ist. Dieser Aspekt wurde wiederum in der jüngsten Studie der ENTSO-E „Power System Needs“ von August 2021 betont und hervorgehoben (siehe auch Site-Report „System dynamic and operational challenges“, ENTSO-E).
4. Die aktuell etablierten Betriebs- und Fahrweisen der Übertragungs- und Verteilnetze haben sich in nur unwesentlichem Umfang an die veränderte Erzeugungsstruktur angepasst. Daraus kann ein zusätzlicher Bedarf an Stabilitätsmaßnahmen auf der ÜNB-Ebene resultieren.

Die Analysewerkzeuge für die Durchführung dynamischer Berechnungen und ihre methodischen Anwendungen bei der Überprüfung des NEP, befinden sich bei der BNetzA im Aufbau.

Die im folgenden beschriebenen Leistungen von DIG SILENT sind ein Baustein, um die BNetzA dahingehend zu unterstützen, dass die für den Netzentwicklungsplan 2021-2035 erforderlichen Überprüfungen von identifizierten Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität eigenständig und zeitgerecht durchgeführt werden können.

2 Anforderungen an die Bewertung der Systemstabilität

Eine Bewertung der Systemstabilität, einschließlich der Ableitung von notwendigen Maßnahmen zum dauerhaften und robusten Erhalt relevanter Stabilitätskenngrößen, erfordert eine modellbasierte Analyse des gesamten Netzsystems. Ausgangspunkt des Netzmodells ist dabei das für statische Analysen entwickelte Modell, welches ein stundenscharfes Marktmodell mit dem Netzmodell in der notwendigen Ausprägung kombiniert. Dabei werden die den Höchstspannungsnetzen unterlagerten Netzebenen nicht im Detail berücksichtigt, sondern durch Ersatzelemente vereinfacht beschrieben. Das in dieser Form vereinfachte Netzmodell ist für die Bewertung der Systemstabilität nicht hinreichend valide.

Neben der Entwicklung und kontinuierlichen Aktualisierung und Validierung eines dynamischen Netzmodells, welches auf Basis des angepassten statischen Netzmodells zu erstellen ist, sind die durchzuführenden Bewertungen der Eigenschaften der Netzstabilität von entscheidender Bedeutung. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2025, Version 2021 hat hierzu ein Begleitdokument zur „Bewertung der Systemstabilität“ veröffentlicht. Die dynamischen Bewertungen des NEP konzentrieren sich dabei auf folgende Schwerpunkte:

1. Ermittlung der erforderlichen regelbaren Blindleistungspotentiale, um den Anforderungen des Stundenwechsels, aber insbesondere auch der Auswirkungen von Netzstörungen entgegen zu wirken. Die regelbaren Bedarfe sollen dabei durch Beiträge aus Marktkraftwerken, HGÜ-Systemen, STATCOMs bzw. RPS gedeckt werden.
2. Betrachtungen zur Frequenzstabilität mit dem Ziel, in einem kritischen System-Split-Szenario (Netzauftrennung) die zu erwartenden Frequenzgradienten auf Werte von 1 Hz/s bzw. 2 Hz/s zu begrenzen. Diese Betrachtung basiert auf einem synthetischen 1-Knoten-Modell, bei dem eine Leistungsbilanzbetrachtung in summarischer Form zur Anwendung kommt. Dabei wird unterstellt, dass Maßnahmen zum Erhalt der erforderlichen Momentanreserve zu einer im Netz einheitlichen Frequenz jenseits der als kritisch betrachteten Werte führen wird.
3. In einem dritten Themenpaket werden für einen ausgewählten Netznutzungsfall, als kritisch eingeordnete Kurzschlüsse zur Bewertung der Transienten Stabilität untersucht. Hierzu gehören AC- und DC-Fehler auf Leitungen und Sammelschienen. Im Ergebnis werden dabei zusätzliche Bedarfe an dynamischen Kompensationsanlagen ermittelt. Weiterhin werden in einer Sensitivität die Auswirkungen der durch die TAR vorgegebenen Regelungsverfahren und Parametrierung zur Spannungsregelung bzw. Spannungshaltung aufgezeigt.

Grundsätzlich konzentrieren sich die NEP-Analysen zur Systemstabilität auf die sich durch die etablierten Netzanschlussregeln (NAR) ergebenden Netzeigenschaften bzgl. der Frequenz- und Spannungshaltung. Eine Bewertung von Netzzurückwirkungen findet nicht statt, zumal unterstellt werden kann, dass die TARs diese Thematik ausreichend genau und verlässlich regeln.

Die zu bewertenden Fragen der Systemstabilität können in die folgend beschriebenen zwei Kategorien eingeordnet werden:

- Stabilität des stationären Ausgangszustands (s. Abschnitt 2.1)
- Stabilität des gestörten Netzzustands (s. Abschnitt 2.2).

Dabei ist es entscheidend, dass alle genannten Punkte innerhalb der NEP-Stabilitätsanalysen in ausreichender Tiefe, im notwendigen Umfang und auf Basis eines adäquaten Netzsimulationsmodells betrachtet und fortgeschrieben werden. Damit einhergehend bedarf es der Überprüfung der technischen Netzanschlussregeln für Erzeugungs-, sowie Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (EZA-, EZVA-TAR), sowie ggf. der Festlegung von ad-hoc erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL).

Ausgangspunkt der Stabilitätsbetrachtung ist grundsätzlich der marktstabile Netzbetriebszustand. Dies meint, dass sämtliche Verbraucher auf Basis der im Markt verfügbaren Erzeugungseinheiten innerhalb eines (n-1)-sicheren Netzsystems versorgt sind. Die (n-1)-Sicherheit bezieht sich dabei mindestens auf das deutsche Netz sowie auf die angrenzenden ENTSO-E-Interkonnektoren. Im Weiteren ist dieser Systemzustand als stationär anzunehmen. Dies impliziert einen Betriebszustand sämtlicher Betriebsmittel innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen.

2.1 Stabilität des stationären Ausgangszustands

Stabilität des stationären Ausgangszustands ist dann gegeben, wenn innerhalb eines für die jeweilige Systemdynamik relevanten Betrachtungszeitraums, der stationäre Ausgangszustand erhalten bleibt. Die in Abbildung 2-1 dargestellten Kurvenverläufe zeigen den monoton - wie auch oszillatorisch - instabilen Verlauf von Systemzustandsgrößen.

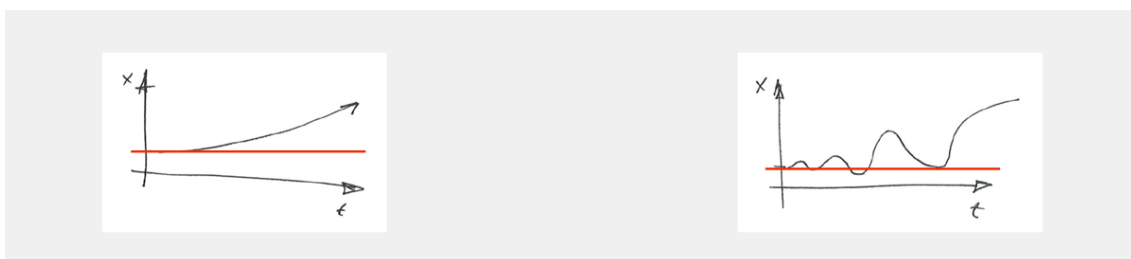


Abbildung 2-1: Monotone und oszillatorische Instabilität bei stationärem Ausgangszustand

Ein Sonderfall der Stabilität des stationären Ausgangszustands ist dessen Betrachtung bei parametrischen bzw. strukturellen Änderungen, die erwartungsgemäß ebenfalls zu einem stationär stabilen Ausgangszustand führen sollten. Hierzu zählen z.B. (n-1)-Situationen oder auch Änderungen des Betriebszustandes von Betriebsmitteln oder auch deren Parameter innerhalb der zulässigen Betriebs- bzw. Parameterbereiche.

In allen Fällen wird ebenso unterstellt, dass es sich um einen marktstabilen Ausgangszustand handelt. Abbildung 2-1 zeigt gleichermaßen das entsprechende monoton oder oszillatorisch instationäre Verhalten einer Zustandsgröße bei dem Verlust der Stabilität bei einem geänderten, aber marktstabilen Ausgangszustand.

Die Stabilität des stationären Ausgangszustands ist grundsätzlich bei den folgenden Betrachtungen relevant:

1. Dynamische Spannungsinstabilität (Intrinsische Stabilität) verursacht durch unzureichend ausgelegte Spannungsregelung;
2. Umrichter-Instabilität, die ursächlich auf ein zu geringes effektives Kurzschlussverhältnis (ESCR) bei netzgeführten Umrichtern zurückzuführen ist;
3. Frequenzinstabilität, die ursächlich auf fehlende Teilnetz- bzw. Inselnetzbetriebsfähigkeit zurückzuführen ist.

Die genannten, typisierten Netz-Instabilitäten basieren dabei ausschließlich auf marktstabilen Ausgangszuständen, wie sie innerhalb der NEP-NNF als gültig einzuordnen wären.

2.2 Stabilität des gestörten Netzzustands

Im Gegensatz zu den Stabilitätsbetrachtungen des stationären Ausgangszustands, bewertet die Stabilität des gestörten Netzzustands die Reaktionen auf innerhalb des Netzsystems auftretende Fehler. Wesentlich ist dabei, dass nach dem Eintritt der Störung und der Auslösung konzeptionell vorgedachter und entsprechend implementierter Schutz- und Regelmechanismen, das Netzsystem mit möglichst geringen Versorgungsausfällen wiederum in einen stabilen, stationären Zustand überführt werden kann.

Ein gestörter Netzzustand tritt dabei immer dann auf, wenn z.B. Größen wie Ströme, Spannungen oder Frequenzen, die als normal definierten Betriebsbereiche verlassen und durch Schutzmechanismen ein entsprechendes Eingreifen erforderlich wird.

Abbildung 2-2 zeigt hierbei exemplarisch das Verhalten einer Erzeugungsanlage bei einem Kurzschluss mit erfolgloser Fehlerklärung und einhergehendem Verlust der Transienten Stabilität (linke Grafik), wie auch die Reaktion der Systemfrequenz bei einer starken Netzentlastung, wie sie z.B. infolge einer Last- oder Teilnetzabtrennung auftreten kann (rechtes Bild).

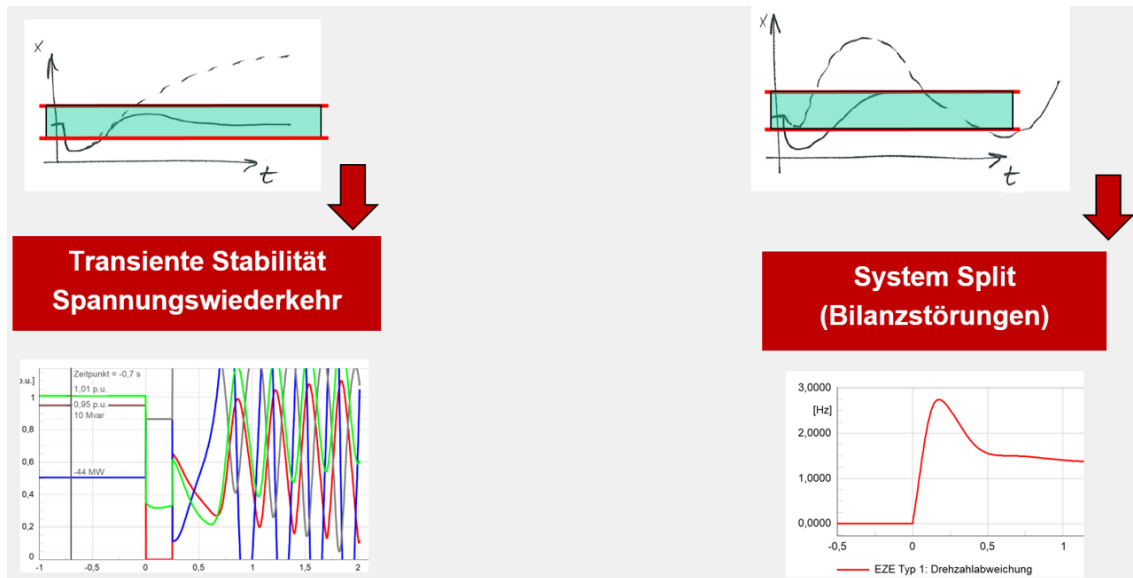


Abbildung 2-2: Systemverhalten bei typischen Netzstörungen

3 Stabilitätsrelevante NEP-Prüfkriterien

Die inhaltliche Ausgestaltung der Prüfung des NEP unter Einbeziehung von Stabilitätsaspekten erfordert die Festlegung stabilitätsrelevanter Eigenschaften des Verbundnetzes. Hierbei sind ausgehend von dem jeweils vorgesehenen Netzausbau, dem Zubau an umrichter-basierter Erzeugung (inkl. HGÜ) sowie der Umsetzung von Stilllegungen konventioneller Kraftwerke nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) die relevanten Stabilitätsaspekte zu identifizieren. Dabei wird davon ausgegangen, dass Stabilitätsaspekte die auf Basis von regelungstechnischen Designkriterien oder kostenminimalen Maßnahmen (z.B. Ergänzung und Justierung von PSS) nicht zu betrachten sind. Damit entfallen z.B. Bewertungen zu den Themen: Leistungs- bzw. Netzpendelungen, SSR, SSTI etc.

Ganz wesentlich verbleiben somit die folgenden zu bewertenden Kategorien der Stabilitätsaspekte:

1. Statische Spannungs- und statische Winkelstabilität
2. Dynamische Spannungsstabilität (Intrinsische Stabilität)
3. Transiente Stabilität in Verbindung mit Spannungswiederkehr
4. Frequenz- und Spannungsstabilität insbesondere in Verbindung mit System-Split-Szenarien

Diese Prüfkriterien gehen über die derzeitigen Untersuchungen des NEP hinaus und werden in den folgenden Kapiteln näher ausgeführt.

3.1 Bewertung der statischen Spannungs- und Winkelstabilität

Definition: Die statische Spannungsstabilität bezeichnet die Fähigkeit eines Energieversorgungssystems im stationären Zustand an allen Netzknoten die erforderliche Versorgungsspannung aufrecht zu halten. Dies muss ebenso für eingeplante Ausfallsituationen gelten. Die statische Spannungsstabilität ist immer dann gegeben, wenn die dV/dQ -Sensitivität an jedem Netzknoten für alle Betrachtungszustände positiv ist. Die statische Winkelstabilität bewertet die maximalen inneren und äußeren Polradwinkel. Ohne dabei auf die Eigenschaften der Spannungsregelung angewiesen zu sein, darf der innere Polradwinkel einen Wert von 90° nicht überschreiten. Für den äußeren Polradwinkel gilt ein maximaler Wert von $\pm 180^\circ$ absolut. Die Prüfung des inneren und des äußeren Polradwinkels soll nach der Berechnung der Anfangsbedingungen zur dynamischen Simulation erfolgen. Für den äußeren Polradwinkel ist diese Bedingung notwendig, jedoch nicht hinreichend.

In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom z.B. für das Zieljahr 2035 verfolgt die BNetzA eine Methodik, die im Wesentlichen auf Lastflussergebnissen basiert. Dabei werden für den (n-0) Grundlastfall die Blindleistungsbedarfe aller Netzelemente des deutschen Übertragungsnetzes in jeder Stunde netzgruppenscharf, unter Berücksichtigung der jeweiligen Qualität der Blindleistungskompensationsanlage (statisch spannungshebend, statisch spannungssenkend, dynamisch regelbar), saldiert. Das Ergebnis weist somit in jeder Stunde Blindleistungsdefizite und -Überschüsse aus und bildet die Grundlage für die Bedarfsermittlung an statischer Blindleistungskompensation. Darüber hinaus werden die Änderungen des Blindleistungsbedarfes in Ausfallsituationen und die Änderungen zu den Stundenwechseln ausgewertet, um den Bedarf an dynamisch regelbarer Blindleistung zu bestimmen. Diese Vorgehensweise berücksichtigt die Aspekte der statischen Spannungsstabilität im Wesentlichen auf Basis von Mehrfachausfällen. Unvorhergesehene Verschiebungen von Lastflüssen aufgrund externer Netzfehler werden dabei nur für ausgewählte Szenarien berücksichtigt.

Sowohl für die statische als auch die dynamische Spannungsstabilität ist die Modellierung der Spannungsabhängigkeit der Lasten entscheidend und sollte daher im Netzmodell entsprechend berücksichtigt werden.

Mit dem Ziel den statischen Stabilitätsraum zu ermitteln und dessen möglicherweise enge Grenzen in die Planung mit einzubeziehen, werden folgende weitergehende Untersuchungen empfohlen:

1. Die Berechnung von dV/dQ -Sensitivitäten ermöglicht einerseits die Identifizierung von instabilen Netzknoten (negative Werte), andererseits geben sie auch Aufschluss über starke oder schwache Netzknoten, bei denen kleine Änderungen der Blindleistung zu geringen oder großen Spannungsänderungen führen. Schwache Netzknoten können zwar potentiell zu

Stabilitätsproblemen führen, an ihnen haben Kompensationsanlagen den größten Einfluss, jedoch nur lokal wirkend. Aus den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse können damit mögliche Standorte für Kompensationsanlagen abgeleitet werden.

2. Eine weitere Art der stationären Spannungsstabilitätsanalyse stellen QV-Kurven (Blindleistungs-Spannungs-Kurven) dar. Bei der Analyse wird eine variable Blindleistungsquelle an den zu analysierenden Knoten angeschlossen, um dort die Spannung zu regeln. Über eine Variation des Spannungswerts wird die für die Spannungshaltung notwendige Blindleistungseinspeisung bzw. -aufnahme ermittelt. Diese Analyse kann sowohl für den Grundlastfall (n-0), aber auch für verschiedene Ausfälle durchgeführt werden. Als Ergebnis dieser Analyse erhält man QV-Kurven, die beispielhaft in Abbildung 3-1 dargestellt sind. Auf der x-Achse ist dabei die Spannung und auf der y-Achse die Blindleistung aufgetragen.

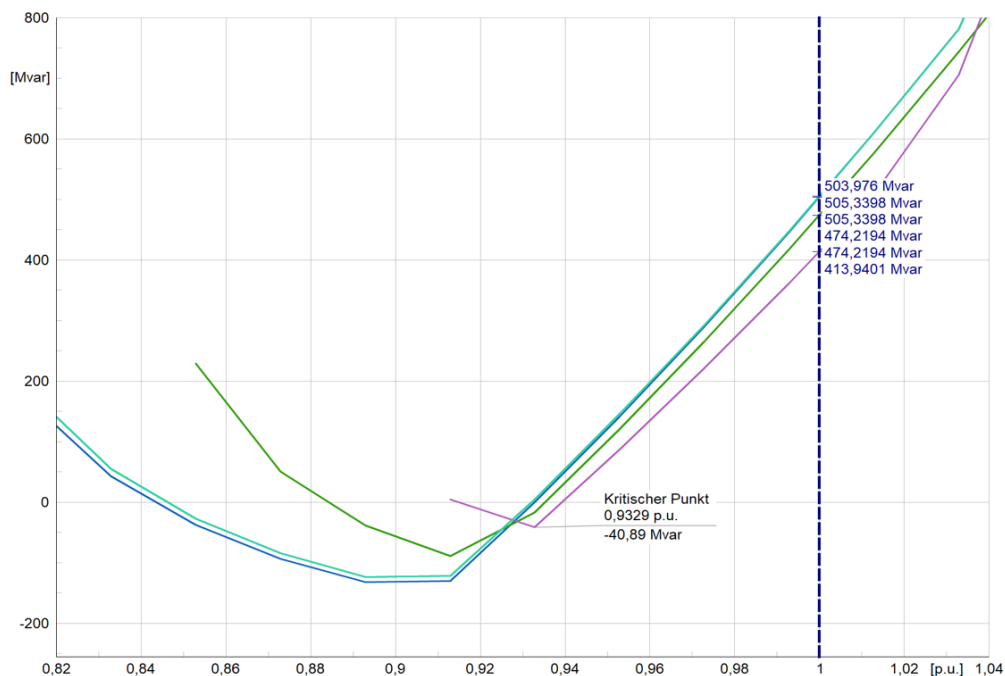


Abbildung 3-1: Beispielhafte Darstellung von QV-Kurven (Basisfall und Ausfälle)

Aus den QV-Kurven lässt sich unter anderem der Spannungsinstabilitätspunkt ablesen, der sich im Scheitelpunkt der Kurve befindet. Auf der linken Seite dieses Punkts befindet sich der instabile Bereich, da hier eine Zunahme der Blindleistung einen Abfall der Spannung hervorruft. Auf der rechten Seite des Scheitelpunkts liegt der stabile Bereich. Aus den Kurven kann die erforderliche Blindleistung abgelesen werden, die notwendig ist, um einen geforderten Spannungswert zu erreichen. Die Steigung der Kurven entspricht den dV/dQ -Sensitivitäten am momentanen Arbeitspunkt. Eine Analyse für alle NNF, Netzknoten und Ausfälle ist sehr

rechenintensiv, weshalb eine Vorabanalyse zur Reduktion der Anzahl der zu bewertenden NNF empfohlen wird.

3. PV-Kurven (Wirkleistungs-Spannungs-Kurven) zeigen den Spannungsverlauf aufgrund einer Lastveränderung für verschiedene Szenarien (z.B. Basisfall und/oder unterschiedliche Ausfälle). In der Analyse wird die Last in jedem Szenario soweit erhöht, bis die Lastflussberechnung fehlschlägt. Ein Beispiel für PV-Kurven ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Aus den Kurven lässt sich zum einen die Sensitivität der Knotenspannung in Abhängigkeit von der Last und zum anderen die Marge zwischen dem momentanen Betriebspunkt (hier beispielhaft mit einer gestrichelten x-Konstanten dargestellt) und dem Instabilitätspunkt ermitteln. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich sowohl dieser Abstand als auch die Steigung bzw. Sensitivität je nach Szenario erheblich unterscheiden kann.

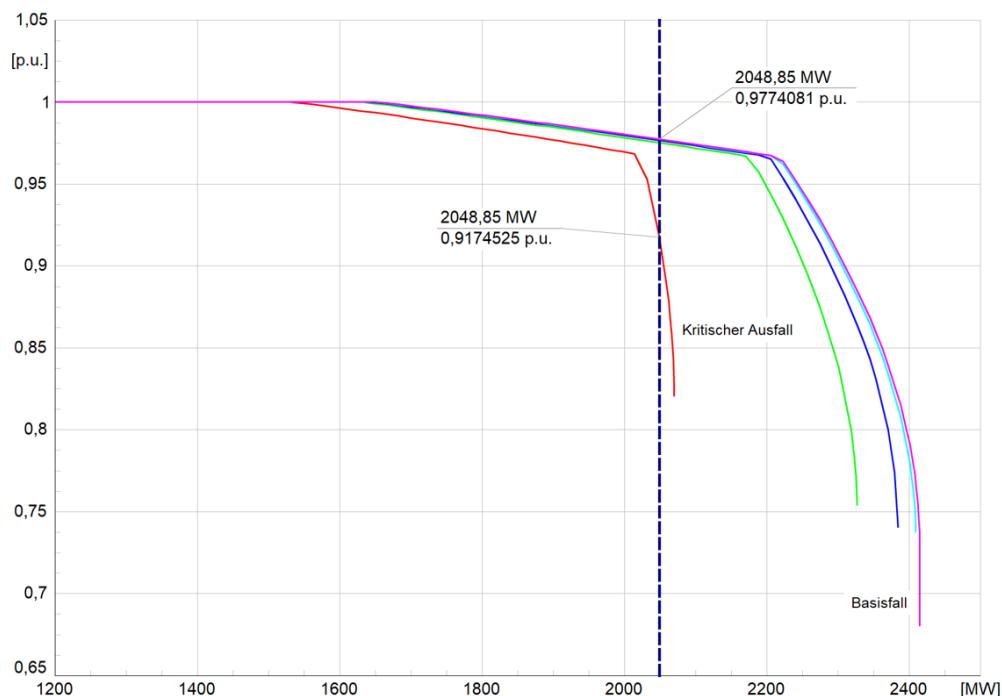


Abbildung 3-2: Beispielhafte Darstellung von PV-Kurven (Basisfall und Ausfälle)

Grundsätzlich gilt, je näher sich der Betriebspunkt am kritischen Punkt befindet, desto steiler fällt die Kurve ab. Hier haben bereits kleine Lasterhöhungen große Spannungsabfälle zur Folge.

4. Bereits ausgehend von den stationären Zuständen einer (n-0)- bzw. (n-1)-Lastflusssituation kann über die Betrachtung der Polradwinkel erkannt werden, ob der ermittelte Lastfluss für jeden NNF unter Berücksichtigung der erweiterten statischen Stabilität, d.h. unter Einbeziehung der Polradwinkeldifferenzen sowie der inneren Polradwinkel selbst, einen statisch stabilen Zustand beschreibt (siehe auch Definition zur Statischen Winkelstabilität). Sollte dies nicht der Fall sein, so ist zu prüfen, ob die zulässigen Wirk- und Blindleistungsbereiche (PQ-

Leistungsdiagramm) eingehalten wurden und/oder ob sich jeweils bezogen auf einen Referenzwinkel bereits unverhältnismäßig hohe Winkeldifferenzen verursacht durch hohe Transitleistungen ergeben.

Ergänzend hierzu kann auf Basis der beschriebenen stationären Betrachtungen eine dynamische Polradwinkelreserve ermittelt und bewertet werden. Ohne Durchführung von dynamischen Simulationen kann somit bereits vorab eine zu geringe Polradwinkelreserve identifiziert werden.

3.2 Dynamische Spannungsstabilität – Intrinsische Stabilität

Definition: *Der Begriff „Dynamische Stabilität“ ist in der Literatur nicht einheitlich definiert und wird oftmals undifferenziert verwendet. Gemeint ist in diesem Zusammenhang die „dynamische Spannungsstabilität“. Um Missverständnisse zu vermeiden, wird sie im Weiteren als „Intrinsische Stabilität“ bezeichnet. Intrinsisch instabiles Verhalten wird überwiegend durch reell positive Systemeigenwerte beschrieben (monotone Instabilität). Im Gegensatz zum Verlust der „Natürlichen Stabilität“ (Stabilitätsbetrachtung für das unregelte System mit Typ 1-EZA) beschreibt die Intrinsische Instabilität die Auswirkung einer unzureichenden Spannungsregelung.*

Eine wesentliche Voraussetzung einer stabilen Verbundnetzsituation ist die Fähigkeit, in jedem quasistationären Normalzustand entsprechend des jeweiligen NNF sowie bei zu berücksichtigenden Ausfallsituationen im ebenso stationären Anfangszustand ((n-1)-NNF) die dynamische Spannungsstabilität im ungestörten Zustand aufrecht zu halten. Grundsätzlich beschreibt die dynamische Spannungsstabilität die systemimmanente Eigenschaft einer stabilen Ruhelage auf Basis allseits negativer Eigenwerte des Gesamtsystems (Intrinsische Stabilität). Aufgrund der hohen Nichtlinearität und Systemkomplexität können ursächlich hierfür keine einheitlichen Aussagen gemacht werden. Folgende Beobachtungen sind jedoch wichtig:

1. Die Wirkleistungsbilanzierung (Frequenzregelung) und die Blindleistungsbilanzierung (Spannungsregelung) unterliegen definierten Stabilitätsbedingungen. Im Gegensatz zur Wirkleistungsregelung ist die Spannungsregelung von Typ 1-EZA stets im Eingriff, so dass in jedem Betriebszustand relevante Stabilitätsbedingungen wirksam sind. Die Intrinsische Instabilität zeichnet sich dabei nicht durch ein oszillatorisch instabiles Verhalten aus, vielmehr sind insbesondere reelle positive Eigenwerte zu beobachten, die sich in der Systembewertung durch monoton fallende bzw. kollabierende Zustände bemerkbar machen. Exemplarisch wird dies in [3], Abbildung 1 und 4 aufgezeigt, wobei hier ein Spannungskollaps auch ohne Simulation eines 3-phasigen Kurzschlusses erfolgen würde.
2. Der Verlust der Intrinsischen Stabilität wird insbesondere bei NNFs mit sehr hohen Wirkleistungstransiten verbunden mit unzureichender Spannungsregelung beobachtet. Als Methodik zur Überprüfung der Intrinsischen Stabilität bietet sich die Simulation im Zeitbereich

an. Dabei wird das Simulationsmodell ohne Wirkung einer Störung über einen kurzen Zeitraum betrachtet.

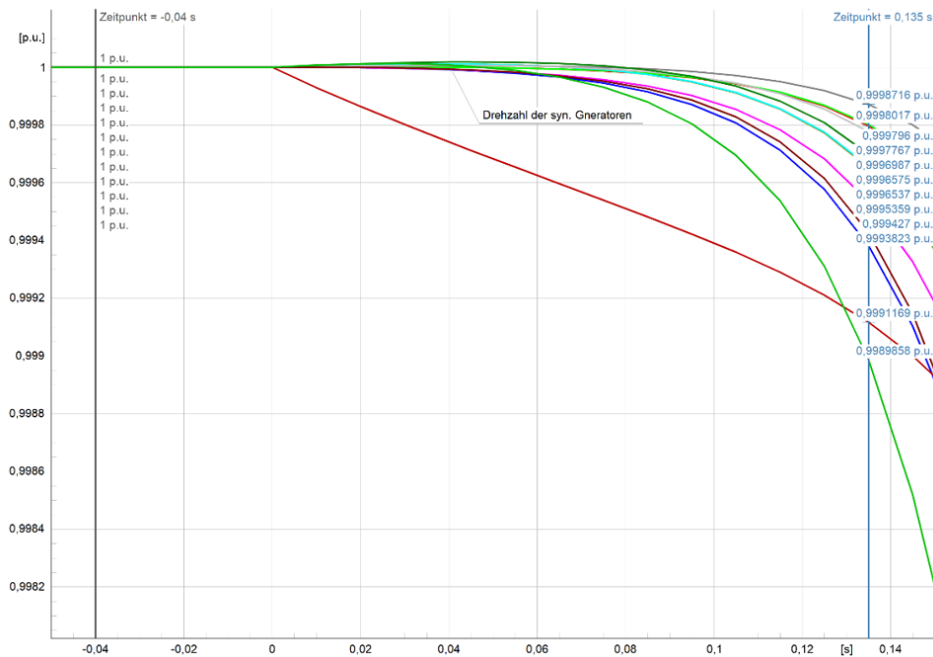


Abbildung 3-3: Intrinsische Instabilität des ENTSO-E-Systems (Darstellung im Zeitbereich)

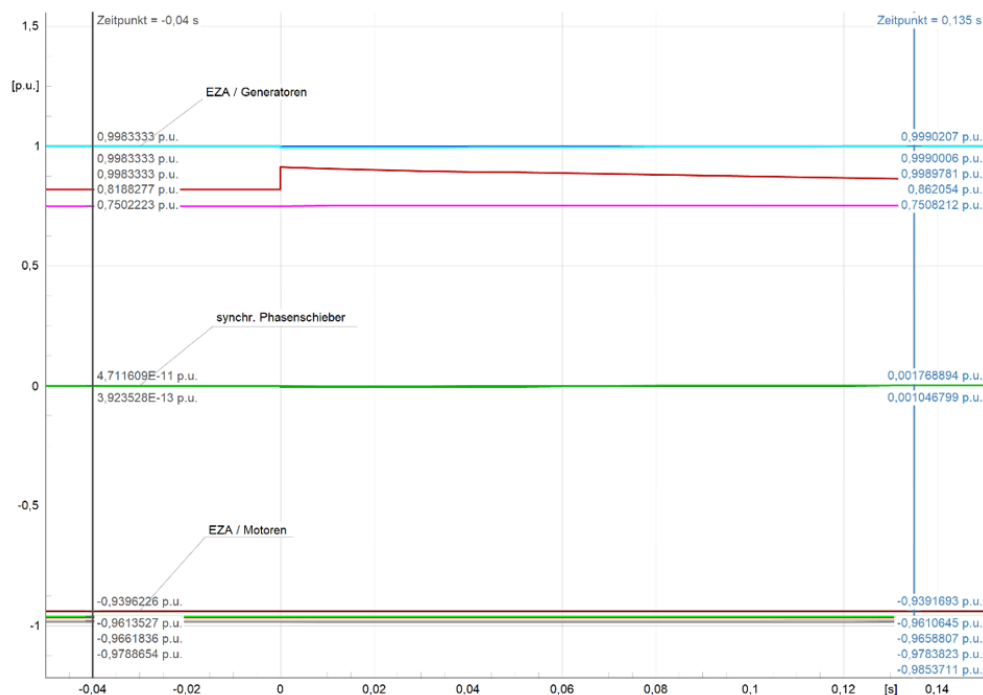


Abbildung 3-4: Nachweis der Intrinsischer Stabilität auf Basis eines Winkelsprungs

Hierbei zeigt sich, ob ausgehend von Lastfluss-Genauigkeitsschranken (Iterations-Abbruchkriterium), die in die Initialisierung des dynamischen Modells mit übernommen wurden,

oder bei Einbringung eines Polradwinkelsprungs entweder ein stabiler eingeschwungener Zustand, oder aber ein instabil angefachter Systemzustand zu beobachten ist (siehe z.B. Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4).

Eine weitere, jedoch sehr zeitaufwändige Option ist die Berechnung der Systemeigenwerte. Wie in Abbildung 3-5 für das vollständige ENTSO-E-System dargestellt, zeigt sich die Intrinsische Instabilität in der Regel durch reell positive Eigenwerte.

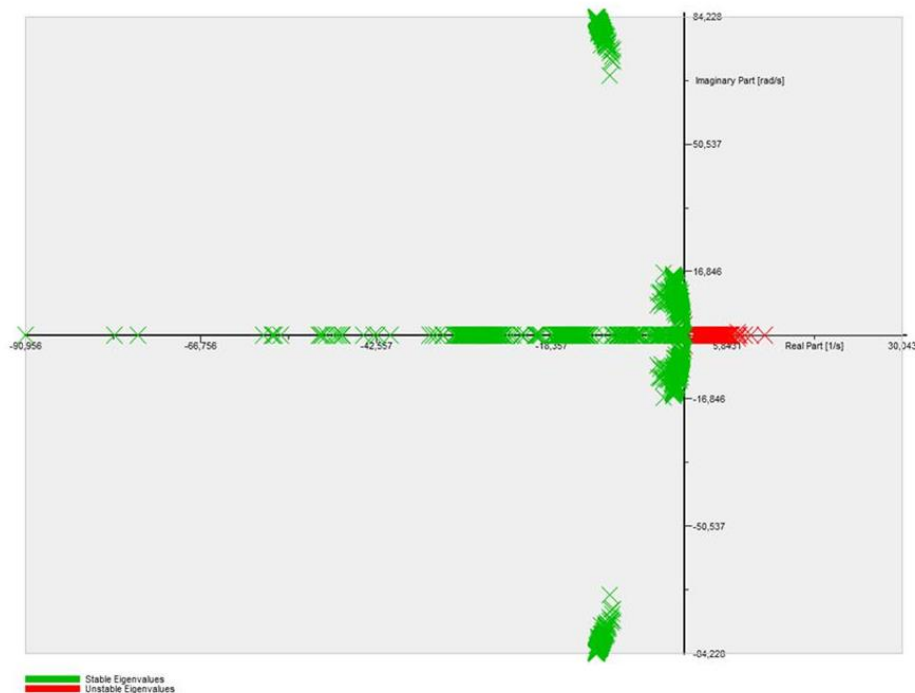


Abbildung 3-5: Vollständige Eigenwertkarte des ENTSO-E-Systems bei intrinsischer Instabilität

3.3 Transiente Stabilität in Verbindung mit Spannungswiederkehr

Definition: Die Transiente Stabilität bewertet das Verhalten einer EZA im Sinne der Stabilität im Großen, und bezieht sich dabei auf die Fähigkeit einer EZA bzw. einer Gruppe von EZAs nach Fehlerklärung in einen stabilen Zustand zurückzukehren. Bewertet wird hierbei der Erhalt des Synchronismus einer EZA ohne bzw. mit Polschlupf. Nach den aktuellen TARs ist ein transient stabiles Verhalten mit Polschlupf als nicht transient stabil zu betrachten. Transiente Stabilität ist dann gegeben, wenn der innere Polradwinkel (Winkel der Polradspannung gegen den Winkel der Klemmenspannung) einen Wert von 90° nur kurzzeitig bzw. transient überschreitet. Die Bewertung des äußeren Polradwinkels ist insbesondere in großen Netzen von Bedeutung, da es hier zum Verlust der Transienten Stabilität des äußeren Polradwinkels kommen kann, ohne dabei die Stabilität des inneren Polradwinkels zu verlieren. Dieses Verhalten beschreibt in der Regel den Verlust des Synchronismus eines ganzen Netzbereiches.

Die Bewertung der Transienten Stabilität erfolgt innerhalb von EZE-/EZA-Zertifizierungsverfahren auf Basis der Vorgaben nach VDE-AR-N 4110-4130, Kap. 11.2.5. Dabei werden LVRT- wie auch HVRT-Anforderungen geprüft, wobei die konkrete Ausgestaltung der Prüfungen in den Richtlinien der FGW, insbesondere der TR8 festgelegt ist. Eine wesentliche Einschränkung der TAR-Vorgaben ist die Beschränkung der Prüfumgebung auf die EZA am frequenzstarrten Netz unter Vorgabe einer minimalen Kurzschlussleistung. Die TAR-Methodik weist dabei zwei wesentliche Nachteile auf:

1. Es kann grundsätzlich nicht vorausgesetzt werden, dass eine auf Basis der TAR-Methodik gegebene FRT-Fähigkeit auf jede beliebige Netzsituation übertragen werden kann.
2. Die TAR-Methodik kann bei der Fehlerklärung keine realistischen Annahmen dahingehend unterstellen, dass eine sich bildende (n-x)-Situation am NAP einer konstanten Kurzschlussleistung am NAP gleichzusetzen wäre. Eine entsprechende Ersatzbetrachtung gilt dabei nur für die VDE-AR-N 4130.
3. Die nach Fehlerklärung erforderliche Spannungswiederkehr kann durch die vereinfachte Darstellung der EZA am NAP nicht ausreichend genau ermittelt werden.

Wegen der genannten Gründe ist eine Überprüfung der Transienten Stabilität auf Basis des vollständigen Netzmodells für ausgewählte Fehlerorte von großer Bedeutung. Wichtige Fehlerorte lassen sich insbesondere durch die nach Fehlerklärung entstehende kritische (n-x)-Situation identifizieren. Erfahrungsgemäß können die kritischen Fehlerorte für festgelegte Ausbauszenarien und NNF gut eingegrenzt werden, wobei folgende Kriterien zur Anwendung kommen können:

1. Anfängliche Kurzschlussleistung bzw. SCR vor und verbleibende Kurzschlussleistung nach der Fehlerklärung.
2. Anlaufzeitkonstante T_A der EZA. Je kleiner T_A ist, desto eher kann es zu einem Polschlupf kommen.

Oftmals kann es an Netzknoten mit geringer verbleibender Kurzschlussleistung zu einer sehr verzögerten Spannungserholung kommen, so dass geprüft werden muss, ob es ggf. zu Abschaltungen von EZA, deren Hilfsantrieben, oder anderer Betriebsmittel aufgrund von Unterspannung oder Überstrom kommen kann. Hierbei ist davon auszugehen, dass Schutzeinstellungen gemäß der jeweils anzuwendenden TAR vorgesehen und eingestellt wurden. Eine umfangreiche Modellierung von Schutzgeräten wird nicht empfohlen, da dies zu erheblich höheren Simulationszeiten führen würde. Sollten sich jedoch bestimmte Netzgebiete als besonders kritisch herausstellen, kann eine Modellierung der Schutzgeräte in dem entsprechenden Netzbereich von Vorteil sein.

3.4 Frequenz- und Spannungsstabilität auch in Verbindung mit System-Split-Szenarien

Die Frequenzstabilität ist, solange keine Änderungen der Netzstruktur (System-Split, Teilnetzabtrennung) stattfinden, oder Frequenzabweichungen außerhalb des ± 200 mHz-Totbandes auftreten, von sehr geringer Bedeutung. Auch besteht keine Möglichkeit solche Zustände im Detail zu analysieren, da weder die Frequenzabhängigkeit noch die Spannungsabhängigkeit der Lasten, bzw. der Selbstregeleffekt insgesamt ausreichend bekannt sind. Da sich EZA bzgl. der Wirkleistungsabgabe an die Vorgaben der TARs zu halten haben, wären Fehlentwicklungen und daraus resultierende anderweitige Vorgaben nicht zwingend Inhalt des NEP, sondern entweder via SDLV oder langfristig über den Weg einer TAR-Revisionierung umzusetzen.

Eine Sonderrolle gilt jedoch für die bereits im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ NEP 2035 Version 2021 diskutierten System-Split-Szenarien. Unabhängig von den Festlegungen zu den Split-Grenzen bzw. Split-Szenarien sind folgende Aspekte im Detail zu berücksichtigen und zu analysieren:

1. Eine summarische 1-Knotenpunkt-Wirkleistungsbilanzierung lässt keine substantiell fassbaren Aussagen über Maßnahmen zur Beherrschung von System-Splits zu. Auch Netzanalysen auf Basis stark reduzierter, exemplarischer Netztopologien sind für die Herleitung von Maßnahmen und Investitionen ungeeignet. Als validen Ausgangspunkt für dynamische System-Split-Berechnungen kann nur das dynamisierte NEP-Netzmodell unter Einbeziehung derjenigen Länder bzw. Netzteile gelten, die Bestandteil des als kritisch eingeschätzten Netzgebietes sind. Bei der summarischen 1-Knotenpunkt-Betrachtung können folgende Aspekte nicht bewertet werden:
 - a. In Folge eines System-Splits kann es zu erheblichen Blindleistungsverschiebungen und damit einhergehend zu extremen Spannungsanhebungen und/oder Spannungsabsenkungen kommen, so dass in deren Folge nicht die Wirkleistungsbilanzierung, sondern die Spannungshaltung versagen und es zu großflächigen Ausfällen kommen kann.
 - b. System-Splits können für bestimmte NNF dazu führen, dass Netzbereiche nicht ausreichend versorgt bleiben und der sich einstellende (Import-) Lastfluss die Leitungskapazitäten überschreitet und es somit zu weiteren Folgeausfällen kommen kann (z.B. bei starker Unterdeckung der Süd-Zone bei einem 2006-ähnlichen System-Split).

- c. Die 1-Knotenpunkt-Betrachtung ermittelt einen summarischen, mittleren ROCOF. ROCOF-reduzierende Maßnahmen sind jedoch abhängig vom jeweiligen Standort, so dass davon auszugehen ist, dass der Effekt von auf dieser Basis ermittelten ROCOF-stützenden Maßnahmen maßgeblich nur auf die gemittelte System-Frequenz beschränkt ist. Die nach wie vor hohen lokalen ROCOF-Werte von über 20 Hz/s bleiben bei der Betrachtung außen vor und werden sich nicht auf einen 1-2 Hz/s Wert reduzieren lassen.
 - d. Auch ROCOF-reduzierende Maßnahmen (RPS, GF-STATCOM, etc.) weisen bei erforderlichem Dämpfungsverhalten in der Regel einen initial hohen ROCOF-Wert zum Zeitpunkt des Störeintritts auf. Das Argument ROCOF-Werte initial reduzieren zu können, um Probleme bei der Frequenzerfassung zu beheben, ist ein Fehlschluss der 1-Knotenpunkt-Betrachtung.
 - e. Der ausschließliche Focus auf die Reduzierung des ROCOF-Werts verstellt den Blick auf die erforderliche Dynamik der Wirkleistungsreduzierung, den Effekt der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten, die auftretenden Lastflussverlagerungen innerhalb des geographisch verteilt betrachteten Systems und der Option überschüssige Erzeugung auch über Schutzmechanismen selektiv abschalten zu können.
2. Die Qualität bzw. Validität der verfügbaren Modellbasis ist begrenzt. Das seitens der ENTSO-E publizierte Dynamikmodell parametrisiert sämtliche Typ 1-EZA einheitlich mit identischen Modellen und vernachlässigt EZA < 100 MW, die den Lasten mit negativem Vorzeichen zugeschlagen sind. Weiterhin werden Typ 2-EZA als negative Impedanz-Lasten dargestellt. Anlaufzeitkonstanten der Typ 1-EZA variieren wahllos (z.B. für die Türkei wurde einheitlich $T_a=3s$ gewählt).
 3. Ein Großteil der Typ 1-Kraftwerksmodelle im deutschen Netz sind ebenfalls auf Basis von generischen Modellen aus der Modellbibliothek der Simulationssoftware dargestellt. Kleinere Typ 1-EZA, die der verteilten Erzeugung zugerechnet werden können (Biogas, Laufwasser, BHKW, etc.) werden ebenfalls den Lasten zugeschlagen, bzw. in die Residuallast addiert. Kraftwerksmodelle, die gemäß TAR-Anforderungen ausdifferenziert sind, werden kaum genutzt.
 4. Die Betrachtung eines instantanen System-Splits, d.h. das gleichzeitige Öffnen aller Split definierender Kuppelstellen, ist unrealistisch. Bei einer realistischen, d.h. schutzbasierten Auslösung der Kuppelschalter wird festzustellen sein, dass Split-Grenzen nicht entlang der Ländergrenzen verlaufen werden. Wesentlicher dabei ist jedoch, dass durch die Lastflussverlagerung im Verlauf des Splits, die Flüsse über die noch nicht geöffneten

Kuppelstellen schrittweise erheblich ansteigen werden, so dass die Öffnung jeder weiteren Kuppelstelle zu verstärkten Spannungsanhebungen- bzw. Absenkungen führt. Dies kann wiederum zu einem weiteren Verlust von Betriebsmitteln führen.

5. Abweichend zu dem im NEP 2035 unterstellten System-Split entlang der im Jahr 2006 aufgetretenen Split-Grenze, werden derzeit innerhalb der ENTSO-E System-Splits diskutiert, die sich nicht an der dynamischen Charakteristik des ENTSO-E-Netzes, sondern an Ländergrenzen orientieren. Für Deutschland als relevant gekennzeichnet ist dabei der „global severe Split“ bestehend aus den Ländern D-DK-PL-CZ-SL-HU. Abhängig von dem betrachteten NNF ist zu erwarten, dass insbesondere entlang der Systemgrenze D-F, D-CH und D-AU erhebliche Spannungsüberhöhungen jenseits der zulässigen Betriebsbereiche auftreten werden, so dass die Bewertung des ROCOF in vielen Situationen im Vergleich zur Spannungsstabilität kein relevantes Thema darstellt. Vielmehr kann erwartet werden, dass die Forderung nach der Beherrschung der solchermaßen definierten „global severe splits“ weitere Maßnahmen zu Blindleistungskompensation erforderlich machen würde.
6. Die vorgeschlagenen Maßnahmen zum NEP 2035 konzentrieren sich bzgl. der Spannungshaltung und Spannungsregelung im Wesentlichen auf ausgewiesene STATCOMS sowie auf RPS. Eine kontinuierlich wirkende Spannungsregelung in der Fläche, ausgehend von den 110 kV Verteilnetzen, würde jedoch in erheblichem Umfang zur Sicherstellung der Intrinsischen Stabilität beitragen. Dahingehende Sensitivitätsuntersuchungen legen nahe, dass das Prinzip der „Spannungsstützung im Fehlerfall“ ausgehend von einem Spannungstotband und einem Verstärkungsfaktor von $K=2$ außerordentlich wirkungslos ist, da im Normalbetriebszustand der Spannungsregelkreis wegen des Totbandes als „offen“ zu betrachten ist. Eine Regelung der Spannung am NAP erfolgt nur indirekt über den EZA-Regler. Da die Einschwingzeiten der EZA-Reglers im hohen 2-stelligen Sekundenbereich liegen, ist eine spannungsstabilisierende Wirkung im Sinne der Intrinsischen Stabilität nicht gegeben.

Im Gegensatz hierzu sehen Typ 1-EZE-Regelkonzepte grundsätzlich eine schnelle und mit hoher Verstärkung ($K = 25-150$) wirkende Spannungsregelung an der EZE-Klemme vor. Diese Spannungsregelung ist ständig im Eingriff und wirkt damit als bedeutendes spannungsstabilisierendes Element. Die Einschwingzeiten liegen dabei im unteren einstelligen Sekundenbereich. EZA-Regelungen wiederum sind der schnellen Spannungsregelung überlagert und verstellen den Spannungswert der Spannungsregelung derart, dass das nach NAR geforderte Regelverhalten am NAP eingehalten wird (z.B. Q(U)-Regelung). Das Einschwingverhalten des EZA-Reglers ist erheblich langsamer als das der EZE-Spannungsregelung. Die EZA-Regelfunktion dient somit der Spannungshaltung und

Blindleistungsbereitstellung, jedoch nicht der Spannungsstabilisierung oder gar zur Unterstützung der dynamischen Spannungsstabilität.

7. Die im Zusammenhang mit einem System-Split auftretende Überfrequenz muss, um Schutz-Abschaltungen von EZE auf Basis des Überfrequenzkriteriums zu vermeiden, innerhalb von maximal 5 s die kritische Frequenzschranke von 51,5 Hz wieder unterschritten haben (HöS-, HS- und MS-Netze). Diese Anforderung kann nur erfüllt werden, wenn die Geschwindigkeiten und Beiträge zum LFSM-O-Verhalten hinreichend ausgelegt sind. Verantwortlich hierfür sind die Anforderungen der TARs. Grundsätzliche Betrachtungen legen an dieser Stelle jedoch nahe, dass weder die nach TAR geforderten Wirkleistungsstellgeschwindigkeit noch der LFMS-O-Mechanismus von Typ 2-EZA basierend auf dem Bezug der Statik auf den momentanen Wirkleistungswert, bei Aktivierung der LFSM-O-Regelung die notwendigen Regelbeiträge zur Reduzierung der Wirkleistung liefern können.

4 Systematik der dynamischen Untersuchungen zur Überprüfung des NEP

4.1 Grundsätzliche Aspekte

Bei der Ermittlung der Blindleistungsbedarfe insgesamt können unterschiedliche Methoden zur Anwendung kommen. Die Vorgehensweise wird dabei ganz wesentlich auch davon abhängen, ob und wie aus den unterlagerten Verteilnetzebenen Blindleistungsbeiträge berücksichtigt werden sollen. In einem ersten Schritt kann die Ermittlung der stationären Blindleistungsbedarfe auf Basis quasistationärer Spannungsbandbetrachtungen unter Berücksichtigung von (n-1)-Zuständen (statische Betrachtung von Lastflussfällen) und damit einhergehend eine Festlegung von Standorten mit initialer Dimensionierung (Basis: Jahressimulation mit stündlicher Betrachtung) erfolgen.

In einem weiteren Schritt sind die ergänzenden Bedarfe an kontinuierlich regelbarer Blindleistung (dynamische Blindleistungsbereitstellung) durch geregelte EZA, rotierende Phasenschieber und STATCOMs zu ermitteln. Hierbei ist zwischen den Erfordernissen der statischen Spannungsstabilität und der dynamischen Spannungsstabilität (dynamischen Spannungswiederkehr nach Netzfehlern) zu differenzieren.

Ergänzend zu der Bewertung der statischen Stabilität, intrinsischen Stabilität wie auch der Transienten Stabilität inkl. der Überprüfung der Spannungswiederkehr bei Netzfehlern gemäß der jeweils anzuwendenden TAR, sind weitere kritische Netzstörungen bzw. Szenarien zur Vermeidung von

räumlich ausgedehnten und ggf. länger anhaltenden Störungen und Netzausfällen festzulegen. Hierzu gehören im Wesentlichen System-Splits, wie sie in unterschiedlicher Ausprägung im NEP 2035 sowie innerhalb der ENTSO-E diskutiert werden. Auch sind zunehmend unvorhergesehene Mehrfachausfälle von Betriebsmitteln bedingt durch die komplexer werdenden Interaktionen von Erzeugungsanlagen, HGÜs und STATCOMs zu erwarten und deshalb zu berücksichtigen.

Die Ermittlung der jederzeit erforderlichen Schwungmasse inkl. deren quantitativer und qualitativer Bewertung wird aktuell ausschließlich im Zusammenhang mit System-Splits diskutiert. Dieser Betrachtung voranzustellen ist jedoch die Festlegung von Kriterien, die zu der Definition einer minimalen Schwungmasse führen.

Hierbei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

1. Voraussetzung zur Erlangung der ENTSO-E Verbundnetzfähigkeit ist u.a. ein nachgewiesener, stabiler Inselnetzbetrieb in Form des Alleinbetriebs eines nationalen Netzes. Diese Überprüfung fand letztmalig für das Energiesystem der Ukraine statt. Die entsprechenden Inselnetzversuche sollten mit dem 24.2.2022 abgeschlossen sein, der Inselnetzbetrieb musste jedoch kriegsbedingt bis zum kürzlich erfolgten Anschluss an das ENTSO-E-Verbundsystem weitergeführt werden.

Nach erfolgter Integration eines Netzes in das ENTSO-E Verbundnetz ist der Nachweis der Inselnetzbetriebsfähigkeit nicht mehr vorgesehen und in der Regel auch nicht mehr möglich. Damit einhergehend, sowie basierend auf den Anforderungen des RfG, wie auch der nationalen Ausgestaltungen (z.B. TARs), verändert sich die Grunddynamik der nationalen Netze oftmals dahingehend, dass ein fiktiver Inselnetzbetrieb als potentiell nicht mehr stabil einzuordnen ist. Die Stabilität des ENTSO-E-Systems basiert bzgl. der Frequenzregelung somit ausschließlich auf der Tatsache, dass nur ein sehr geringer Anteil an EZA an der Primärregelung teilnehmen und somit die effektiv wirksame Anlaufzeitkonstante des ENTSO-E-Netzes innerhalb der Stabilitätsbetrachtung als außerordentlich groß erscheint. Eine Teilnetzbetriebsfähigkeit der einzelnen Verbundpartner ist dadurch jedoch nicht mehr zwingend gegeben. Eine Teilnetzbetriebssituation ergibt sich aber immer dann, wenn das Gesamtsystem den marktlichen Bereich der Primärregelung verlässt ($F_{\text{Netz}} > 50,2 \text{ Hz}$ und $F_{\text{Netz}} < 49,8 \text{ Hz}$), so dass der Regelbetriebszustand LFSM-O oder LFSM-U besteht, wie auch bei Teilnetzauftrennungen in Form eines System-Splits.

2. In beiden Fällen (LFSM-O/U-Betrieb und System-Split) entsteht eine stabilitätsrelevante Beziehung zwischen der Regelgeschwindigkeit bzw. Dynamik der EZA-Wirkleistungsabgabe und der Turbosatz-Schwungmasse. Hierbei ist festzustellen, dass Deutschland im Vergleich zu Ländern mit einem hohen Anteil an konventioneller Erzeugung (Kernenergie, Kohle-/Gaskraftwerke, hydraulische Kraftwerke etc.) insbesondere in Zeiten hoher erneuerbarer

Erzeugung über keine Stabilität im fiktiven Inselnetz verfügt und damit auf die Stabilitätsreserve der Verbundpartner angewiesen ist. Diese Stabilitätsbeziehung wird derzeit im Kreis der ÜNB wie auch bei der ENTSO-E primär in Bezug auf die Schwungmasse (z.B. ausgedrückt als Anlaufzeitkonstante T_A) diskutiert und dabei insbesondere mit einem zulässigen initialen ROCOF in Relation gesetzt. Eine Bewertung der EZA-Wirkleistungs-Regelgeschwindigkeit bleibt damit außen vor, wie auch die damit verbundene Frage der maximalen Frequenz, wie sie bei einem System-Split oder einer Teilnetzbildung mit Leistungsbilanzüberschuss auftreten kann.

3. Eine regelmäßige Feststellung der Inselnetzbetriebsfähigkeit des fiktiv isolierten nationalen Netzes gäbe Aufschluss darüber, inwieweit sich das nationale Verbundsystem von der ursprünglichen, als ENTSO-E Verbundbedingung festgelegten Voraussetzung entfernt hat und in welchem Maße das nationale Verbundsystem damit auf die Stabilisierungs-Funktion der Verbundpartner zwingend angewiesen ist. Die dafür notwendige Betrachtung basiert auf einem fiktiv isolierten nationalen Verbundsystem, für das die Importe bzw. Exporte an den Verbundleitungen in der Form einer stationären lastflusserhaltenden Netzreduktion angesetzt wurden.
4. Es wird empfohlen, die inhaltliche Bewertung dynamischer Untersuchungen als Bestandteil des NEP-Prozesses auf folgende Aspekte auszudehnen:
 - a. Festlegung der kritischen Szenarien unter Berücksichtigung der in Kapitel 3 aufgezeigten Aspekte. Dabei ist festzustellen, dass der aktuelle NEP-Prozess davon ausgeht, dass auf Basis eines einzigen wesentlichen NNF sämtliche kritischen Netzzustände erkannt und analysiert werden können. Diese Restriktion entsteht vermutlich durch den komplexen Prozess der Erstellung des Netzmodells basierend auf der Kombination des generischen dynamischen ENTSO-E-Modells mit dem deutschen NEP-Netzmodell. Mit dieser Vorgehensweise kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass alle wesentlichen Parameter ausreichend erfasst werden.
 - b. Die im NEP 2035 dargestellten Ergebnisse stellen die Einhaltung eines maximalen ROCOFs in Verbindung mit einem System-Split und den daraus abgeleiteten Anforderungen an zusätzliche Schwungmasse in den Mittelpunkt. Die angewandte Methodik basiert dabei auf einem vereinfachten bilanziellen Punkt-Ansatz. Die dabei erzielten Aussagen lassen die mit einem System-Split einhergehenden Probleme der Spannungshaltung sowie der Überlastung von Übertragungsmitteln und der dadurch zu erwartenden Abschaltungen von Betriebsmitteln unberücksichtigt. Auch kann auf diese Weise eine Lastflussverlagerung und der damit verbundenen Relativierung des ermittelten ROCOFs nicht Rechnung getragen werden.

Hier ist ggf. die Abstimmung mit ENTSO-E Planungsgrundsätzen und Prozeduren notwendig (kritische Netzzustände und kritische Netzfehler). Ebenso sind Kriterien über die Zuordnung von Schwungmasse innerhalb der deutschen ÜNBs erforderlich.

Für die genannten Untersuchungen sind Verfahren festzulegen, deren Anwendung die Identifikation bzw. zumindest die Eingrenzung aller möglich NNF zulässt, ohne dabei kritische Fälle zu übersehen. Ziel ist es dabei, die erforderlichen Untersuchungen auf einen Minimalsatz an NFF zu beschränken.

4.2 Weitere Grundsatzbetrachtungen

Ergänzend zu den systematischen Prüfungen der seitens der ÜNB ermittelten Bedarfe können folgende Aspekte wichtig sein:

1. Die Notwendigkeit der Installation von statischen wie insbesondere auch geregelten Kompensationseinrichtungen richtet sich ganz wesentlich nach den sich aus den Netzanschlussrichtlinien ergebenden Defiziten an Regelfähigkeit in Amplitude und dynamischen Eigenschaften. Insoweit ist zu prüfen, ob eine Umsetzung der Bedarfe auf den HöS-Ebenen oder durch Zuordnung zu EZA-Eigenschaften via TAR-Anforderungen zu den jeweils wirksameren und wirtschaftlicheren Lösungen führt.
2. Auch außerhalb der sich aus den TAR ergebenden Prüfungskriterien und Methoden (traditionelle NEP-Prüfungsmethodik) sind die sich gemäß der jeweils anzuwenden TAR definitionsgemäß festgestellten Defizite der Netzstabilität zu identifizieren, zu beobachten und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dies kann einerseits zu einem strengen Monitoring des TAR-Festlegungsprozesses wie auch zu der Implementierung zusätzlicher Gegenmaßnahmen zur Vermeidung von Netzininstabilitäten führen (z.B. via SDLV).

Zu den im Detail zu bewertenden Aspekte gehören:

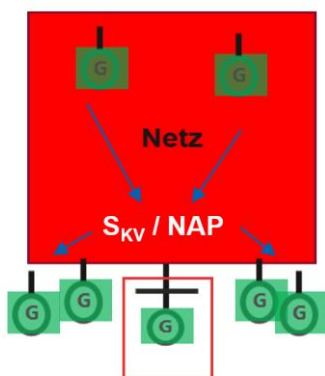
1. Die Stabilität der EZA im Bereich der marktorientierten (PRMB) wie auch insbesondere der netzsicherheitsbasierte (PRNB) Primärregelung: Die derzeit gültigen Netzanschlussregeln VDE-AR-N 4105/10/20/30 legen Anforderungen an den offenen Regelkreis fest. Hierbei bleibt fälschlicherweise unberücksichtigt, dass die übliche Betrachtungsweise von Eigenschaften einer EZA am starren Netz im Bereich der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nicht mehr gültig ist und die erwarteten Stabilitätseigenschaften verloren gehen (siehe auch FNN Hinweis [4]). Wesentlich ist hierbei, dass die Aktivierung der netzsicherheitsbasierten (PRNB) Primärregelung (LFSM-O/U) außerhalb des ± 200 -mHz-Totbandes einen geschlossenen Regelkreis entstehen lässt. Aufgrund des ungünstigen Zusammenwirkens der EZE-Stellgliedynamik und der EZE-Schwungmasse können sich dadurch Kenngrößen bzw. relevante Stabilitätsbedingungen ergeben, die in der Regel instabiles Verhalten aufzeigen.

2. Prinzipien und Anforderungen an die Dynamik der Spannungsregelung von EZA: Ausgehend von im Bereich der HS-/MS- und NS-Netzen gebräuchlichen Q- und $\cos\phi$ -Regelungen wurde erkannt, dass Typ 2-EZA auch in diesen Spannungsebenen zur Spannungsregelung beitragen müssen. Dieser Erkenntnis entsprechend sind gemäß VDE-AR-N 4105/10/20/30 nun vermehrt spannungsgeführte Blindleistungsregelungen (Q(U)-Regelung) gefordert, deren regelungstechnische Parametrierungen jedoch nicht ausreichend zur Netzstabilisierung beitragen. Dabei wird insbesondere in der HS-Ebene nach wie vor ein Blindleistungssollwert vorgegeben (Ergebnis der Berechnungen aus der Netzführung).

4.3 Ergänzende Betrachtungen zum Kurzschlussverhältnis (SCR)

Bei der Prüfung eines Netzanschlussgesuchs, sowie bei der Auslegung des Anschlusses einer Erzeugungsanlage und der Dimensionierung der Erzeugungsanlage selbst, spielt die im Netzbetreiber-Abfragebogen (Formblatt E7 der TARs, z.B. VDE-AR-N 4120) kommunizierte minimale Netzkurzschlussleistung S_{KV} am Netzverknüpfungs- bzw. Netzanschlusspunkt eine entscheidende Rolle. Die in dieser Form nach DIN EN 60909-0 ermittelte Kurzschlussleistung vernachlässigt Kurzschlussstrombeiträge aus Typ 2-EZA und beschreibt somit die auf Basis von Synchronmaschinen bereitgestellte „magnetische“ Kurzschlussleistung, die wiederum für die Stabilität einer umrichter-basierten Erzeugungsanlagen in Form des Kurzschlussverhältnisses $SCR = S_{KV} / P_{AV,E}$ von entscheidender Bedeutung ist.

Dies begründet sich für netzfolgende Wechselrichter aus ihrem primären Regelungsprinzip, bei dem der Leistungsfluss unter Auswertung der Netzspannungsform am Anschlusspunkt über eine Stromregelung bestimmt wird. Hierfür ist am NAP eine stabile Spannung mit geringer „Elastizität“ erforderlich. Die Fähigkeit eines Netzknotens, die notwendige Spannungsstabilität in Bezug auf Phasenlage und Amplitude zu gewährleisten, kann bei einer einzelnen Anlage durch das bereits genannte Kurzschlussverhältnis (Short Circuit Ratio, SCR) beschrieben werden. Das SCR ist damit eine Kenngröße des Netzschlusspunkts, auf eine Änderung der Blind- oder Wirkleistung zu reagieren. Ein kleiner SCR-Wert weist dabei auf ein schwaches Netz hin, das sehr sensitiv für



Leistungsänderungen ist und somit große Spannungsänderungen erwarten lässt. Damit einhergehend besteht die Gefahr, dass die EZA-Umrichter-Regelung ihre Stabilität verlieren kann.

Wenn eine Vielzahl von netzfolgenden Wechselrichtern am Netz angeschlossen ist, ist eine Bewertung durch den auf Basis des NAP-bezogenen SCR-Wertes nicht mehr möglich, da die durch das S_{KV} beschriebene „magnetische“ Kurzschlussleistung am NAP der betrachteten Typ 2-EZA nicht zur ausschließlichen Nutzung durch das EZA-bezogene Kurzschlussverhältnis zur Verfügung steht. Wesentlich ist hierbei die

Betrachtung des Einflusses der umliegenden Anlagen, deren Kurzschlussverhältnis jeweils wiederum auf Basis eines an ihrem NAP geltenden S_{KV} beschrieben wird. In dieser Weise teilen sich die Typ 2-EZA die verfügbare magnetische Kurzschlussleistung in dem entsprechenden Impedanz- bzw. Leistungsverhältnis (Bildung einer Parallelschaltung). Dieser Sachverhalt wird in den aktuellen TARs, wie auch bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne nicht berücksichtigt und bedarf dringender Aufarbeitung.

Grundsätzlich ist hierbei festzustellen, dass die Regelung einer Typ 2-EZA ihre Stabilität verlieren und sich die EZA in Folge vom Netz trennen kann, sobald das Kurzschlussverhältnis am NAP einen kritischen Wert unterschreitet. Entsprechende Beobachtungen liegen aus zahlreichen Ländern bereits vor (siehe z.B. [5])

4.3.1 Äquivalentes Kurzschlussverhältnis (ESCR)

Eine sachgerechte Bewertung der Netzanschlussituation erfordert somit die Kommunikation eines äquivalenten Kurzschlussverhältnisses (engl. „Equivalent Short Circuit Ratio“, kurz ESCR), welches das für eine Typ 2-EZA an einem NAP exklusiv nutzbare Kurzschlussverhältnis ausweist. Es berechnet das Verhältnis von umrichter-basierter Erzeugungsleistung (Typ 2-EZA) zu der „magnetischen“, d.h. aus netzbildenden Erzeugungsanlagen stammender, Kurzschlussleistung an einem Netzknoten, wobei der Einfluss der restlichen umrichter-basierten Erzeugung mit betrachtet wird. Die ESCR-Festlegung wird in [1] vorgestellt und basiert auf [2]. Das ESCR am Knoten i berechnet sich dabei zu:

$$ESCR_i = \frac{S_{KV\ i}}{P_{AV,E\ i} + \sum_{j=1, j \neq i}^n IF_{ji} \cdot P_{AV,E\ j}} \quad (1)$$

Hierbei bezeichnet $S_{KV,E\ i}$ die Kurzschlussleistung am Knoten i (NAP), $P_{AV,E}$ die vereinbarte Anschlusswirkleistung der umrichter-basierten Erzeugung, n ist die Anzahl an umrichter-basierten Erzeugungsanlagen im Netz. Der Einflussfaktor (engl. Interaction Factor) IF_{ij} gibt die Auswirkung einer Spannungsänderung am Knoten i auf die Spannung am Knoten j an. Er berechnet sich zu:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \quad (2)$$

Untersuchungen haben ergeben, dass ein ESCR-Wert > 3 anzustreben ist, um einen jederzeit stabilen Betrieb der EZA zu ermöglichen [4]. Nach aktuellem Kenntnisstand ist jedoch davon auszugehen, dass das hier dargestellte Berechnungsverfahren eine Worst-Case-Situation beschreibt und die Einflussfaktoren IF_{ji} noch mit festzulegenden Dämpfungstermen abzumildern sind.

4.3.2 Ermittlung der ESCR-Werte für das Netzmodell 2035

Die Anwendung der ESCR-Berechnungsmethodik erfolgt exemplarisch für das NEP-Netzmodell 2035 (Szenario C2035). Insgesamt stellt diese Berechnung nur eine erste Abschätzung der zukünftigen Netzstabilität dar, da die erforderlichen Parameter zum endgültigen Netzausbau und zum Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik aufgrund der untersuchten Szenarien Unsicherheiten unterliegen. Ebenso gibt es derzeit keine gesicherten Festlegungen über die erwartete Installation von rotierenden Phasenschiebern (RPS), netzbildender STATCOMs, sowie künftiger Netzanschlussregeln, insbesondere bzgl. möglicherweise geforderter netzbildender Eigenschaften von EZA.

4.3.2.1 Einflussparameter

Grundsätzlich sind neben den Unsicherheiten zum Netz- und EE-Ausbau weitere Parameter zu berücksichtigen, die in erheblichem Umfang in die ESCR-Berechnung eingehen können. Als wesentliche Parameter sollen an dieser Stelle folgende Aspekte genannt werden:

1. Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Netzebenen wie BHKW, Biogasanlagen und Wasserkraftwerke mit Synchrongeneratoren tragen zur magnetischen Kurzschlussleistung bei. Diese Anteile sind jedoch schwer quantifizierbar, da auf Basis des NEP-Netzmodells deren Kurzschlussstrombeiträge nur im groben Ansatz abgeschätzt werden können.
2. Verbraucher, die selbst über netzgeführte, leistungselektronische Wandler versorgt werden, benötigen ebenfalls ein definiertes Kurzschlussverhältnis, um stabil betrieben werden zu können. Hierzu zählen z.B. Ladegeräte bzw. Ladesäulen für die Elektromobilität oder auch Antriebe, die über einen Frequenzumrichter betrieben werden.
3. Typ 2-Erzeugungsanlagen, Batteriesysteme und Systeme zur Gleichstromübertragung (HGÜ) können sowohl netzbildend als auch netzfolgend realisiert werden. Sämtliche Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften würden im Nenner der Berechnungsformel (1) nicht erscheinen, und somit das an einem NAP verfügbare Kurzschlussverhältnis entlasten.

4.3.2.2 Ergebnisse

Mit der beschriebenen ESCR-Berechnungsmethode wird ein Screening über die wesentlichen 380-kV- und 110-kV-Knoten in Deutschland für den NNF 1271 (22.02.2035, 22:00) durchgeführt. Dieser NNF beschreibt einen Zeitpunkt mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen und dementsprechend geringer konventioneller Erzeugung. PV-Anlagen sind zu diesem Zeitpunkt nicht am Netz.

Die Berechnungsergebnisse sind in Abbildung 4-1 farblich dargestellt. Jeder Farbkreis gibt hierbei den mittleren ESCR-Wert von dem jeweiligen Standort an. Die Lücken im Netzgebiet der Tennet TSO GmbH ergeben sich durch fehlende geografische Koordinaten im verfügbaren Netzmodell. Die

Ergebnisse der jeweiligen Standorte unterscheiden sich jedoch nicht qualitativ von den Ergebnissen des dargestellten Netzgebietes. Der deutliche Unterschied zwischen Nord- und Süddeutschland ergibt sich aus dem gewählten Zeitpunkt, da zu diesem Zeitpunkt keine PV-Anlagen in Deutschland am Netz sind.

Der Vergleich der Spannungsebenen zeigt keine wesentlichen Unterschiede zwischen den HS- und den HöS-Knoten. Die HöS-Knoten sind etwas kritischer, da sie stärker miteinander vermascht sind. Dies kann teilweise aber auch darauf zurückzuführen sein, dass die Verteilnetze in der ESCR-Berechnung nicht berücksichtigt sind.

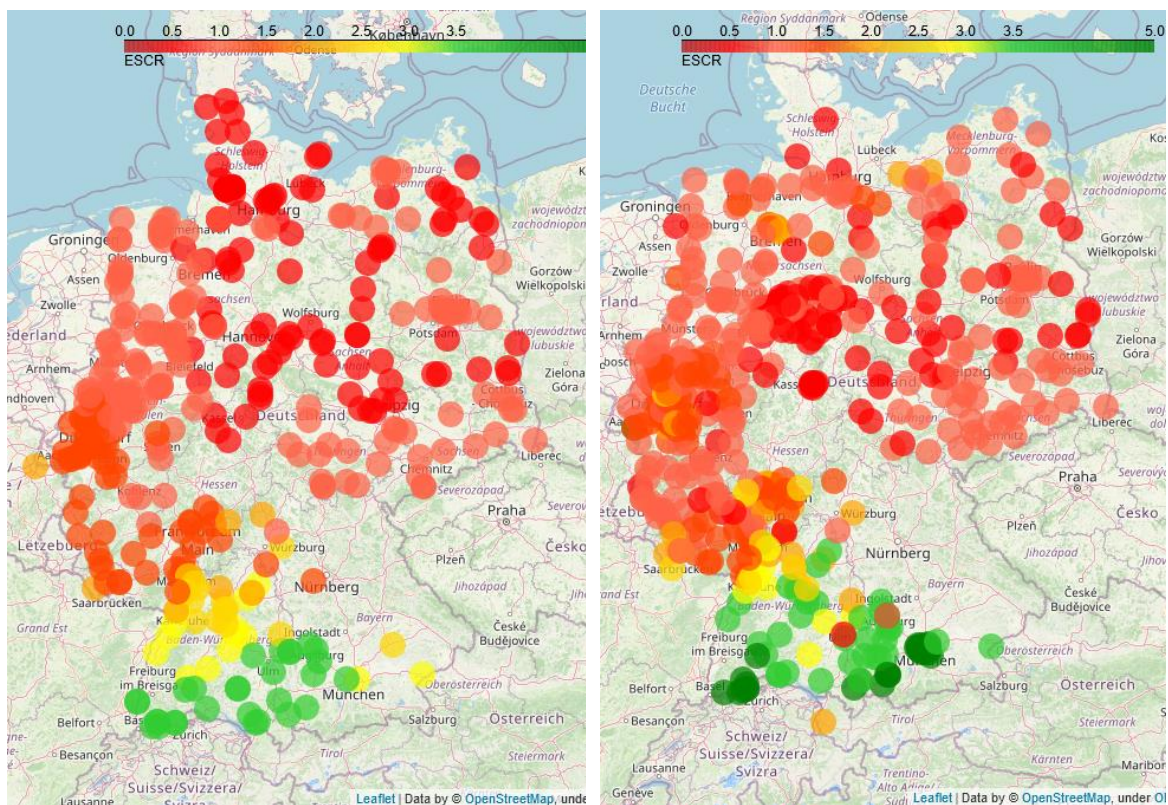


Abbildung 4-1: Ergebnisse einer exemplarischen ESCR-Berechnung (links: 380 kV, rechts: 110 kV)

Aus Abbildung 4-1 geht hervor, dass der angestrebte ESCR-Wert von 3 an der Mehrzahl der Netzknoten für den NNF 1271 aus dem NEP-Szenario 2035 deutlich unterschritten wird.

In diesem Zusammenhang können folgende Schlüsse bzw. Empfehlungen abgeleitet werden:

1. Die in [1] und [2] beschriebene Methodik zur Ermittlung des ESCR ist mittels detaillierter Betrachtungen (z.B. EMT-Berechnungen) zu validieren und falls erforderlich zu verfeinern. Ebenfalls wird empfohlen, den geforderten Wert von $ESCR=3$ [4] in Anbetracht möglicher technologischer Verbesserungen netzfolgender Umrichter zu überprüfen und ggf. anzupassen. Ein EZA- bzw. EZVA-seitig einzuhaltender Wert von 1,5 wäre dabei anzustreben.

2. ESCR-Berechnungen sollten grundsätzlich Bestandteil des NEP-Prozesses werden und ein enges Monitoring der ESCR-Entwicklungen über die jeweiligen Betrachtungsjahre umfassen. Im Ergebnis ist dann zu entscheiden, wie ein ausreichender ESCR-Wert über die Spannungsebenen hinweg, jederzeit sichergestellt werden kann. Neben der Nutzung von RPS ist auch eine zügige Einführung netzbildender EZA und EZVA denkbar.
3. Bei der Ermittlung der auf den jeweiligen Netzanschlusspunkt bezogenen ESCR-Werte ist zu beachten, dass über Umrichter angeschlossene Verbraucher in die Berechnung mit einbezogen werden müssen. Hierfür sind insbesondere für die MS- und NS-Netze entsprechend pauschalisierte Ansätze zu entwickeln.

Es wurde weiterhin festgestellt, dass die in den TAR derzeit etablierte Praxis der Kommunikation einer Kurzschlussleistung S_{KV} am NAP, basierend auf der Berechnungsmethodik nach DIN EN 60909-0, für Typ 2-EZA und -EZVA zu erweitern ist, da es die magnetische Kurzschlussleistung von Typ 1-EZE ohne Berücksichtigung einer Minderung durch Mehrfachnutzung bei der Stabilitätsbetrachtung von Typ 2-EZA zu hoch ausweist.

5 Referenzen

- [1] N. Pahalawaththa, „Connection of wind farms to weak AC networks,“ CIGRE, 2016.
- [2] B. e. a. Davies, „Systems with multiple DC infeed,“ CIGRE, 2008.
- [3] Netzentwicklungsplan Strom, Bewertung der Systemstabilität, Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf
- [4] Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen, FNN-Hinweis, Version 1.0, 12.2021
- [5] „Propuesta de Expansión de la Transmisión, Proceso de Planificación de la Transmisión 2022“ (Inhalt: “Netzentwicklungsplan 2022-2027, Entwurf 2022”), Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red, Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, 21.01.2022.
<https://www.coordinador.cl/wpcontent/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>