

Themenpapier der Roadmap Systemstabilität

# AG2 – Spannung

**Über dieses Dokument:** Die Roadmap Systemstabilität ist ein Vorhaben der Bundesregierung, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) umgesetzt wird. Die dena und ef.Ruhr GmbH fungieren als Auftragnehmer zur Unterstützung aller Prozesse im Rahmen der Erstellung der Roadmap. Im Rahmen der Arbeiten zur Roadmap Systemstabilität haben die Expertinnen und Experten der mitwirkenden Stakeholder themenspezifisch in vier Arbeitsgruppen die relevanten Fragestellungen identifiziert und diskutiert. In dem hier vorliegenden Themenpapier wurden die Ergebnisse dieser Diskussionen der Arbeitsgruppe Spannung dokumentiert. Es handelt sich jedoch explizit nicht um ein abschließendes und abgestimmtes Ergebnis. Die Themenpapiere bilden die Grundlage für die Roadmap. Sie spiegeln jedoch keine offizielle Position des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz wider. Weiterhin stellen die Formulierungen nicht notwendigerweise die Meinung der aufgeführten Mitautorinnen und Mitautoren oder der dena und ef.Ruhr dar. Sie dienen allein dazu, den Diskussionsstand aufzuzeigen.

Bei folgenden Mitautorinnen und Mitautoren dürfen wir uns an dieser Stelle bedanken:

<b>Name</b>	<b>Institution</b>
Cornelius Heck	50Hertz Transmission GmbH
Jon Martinez Corral	Amprion GmbH
Moritz Mittelstaedt	Amprion GmbH
Torsten Henning	Avacon Netz GmbH
Jonas Schmitt	DIGSILENT GmbH
Marc Greulich	EWE NETZ GmbH
Philipp Strauß	Fraunhofer IEE
Thomas Kumm	Hochschule Bremen
Robert Schürhuber	Inst. für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz
Oliver Brückl	OTH Regensburg
Roberto Rosso	Siemens Energy
Richard Tretter	Stadtwerke München GmbH
Timo Busse	Westfalen Weser Netz GmbH
Merlin Hansmeier	Westfalen Weser Netz GmbH

# 1 Inhalt

Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Einleitung .....	6
1.1 Begriffe und Definitionen.....	6
1.2 Technischer Hintergrund und Ausgangssituation .....	7
2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse .....	10
2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen.....	10
2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen .....	12
2.3 Ganzheitliches Spannungsregelungskonzept .....	28
2.3.1 [3]Übersicht und Einordnung der Thematik Spannungsregelung.....	28
2.3.2 Allgemeines Spannungshaltungskonzept.....	31
3 Forschungsfragen .....	36
3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG2.....	36
3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung.....	36
4 Transformationspfad.....	48
Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG .....	51
Literaturverzeichnis.....	52

## Abkürzungsverzeichnis

AG	Arbeitsgruppen
AR	Anwendungsregel
BNetzA	Bundesnetzagentur
DGWK	Deutsche Grenzwertkonzept
EE	Erneuerbare Energien
EMT	engl. Electromagnetic Transient
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESCR	engl. Effective Short Circuit Ratio (dt. effektives Kurzschlussverhältnisses)
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligentes Messsystem
NB	Netzbetreiber
NC	Network Code
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfälle
Q	Blindleistung
RMS	Root Mean Square
MS	Mittelspannung
NC ER	Network Code Emergency and Restoration
NC SOGL	Network Code System Operation Guideline
NS	Niederspannung
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAF	Tarifanwendungsfall
TAR	Technischen Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VINK	Vollständig integrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber

# 1 Einleitung

Ein elementares Ziel auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität ist es, den sicheren und robusten Betrieb der Stromnetze in Zeiten mit 100% erneuerbaren Energien (EE) zu gewährleisten. Dafür wurde im Koalitionsvertrag 2021 die Erarbeitung einer „Roadmap Systemstabilität“ verankert. Die Roadmap soll einen Fahrplan aufzeigen, welche Prozesse und Funktionalitäten benötigt werden, um das gesteckte Ziel zu erreichen.

Die hohen Ansprüche an die Versorgungssicherheit verbunden mit der Komplexität der Stabilitätsaspekte im Stromnetz erfordern für die Realisierung der Roadmap ein Zusammenwirken der Expertise aller am Stromsystem beteiligten Akteure. Aus diesem Grund sind an der Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität Experten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (ÜNB bzw. VNB), von Anlagenherstellern, von Verbänden, von Normungsgremien und aus der Wissenschaft beteiligt. Das vorliegende Dokument ist eines von vier Themenpapieren, die in Summe das Fundament für die eigentliche Roadmap bilden. Die vier Themenpapiere umfassen jeweils die Ergebnisse der vier Arbeitsgruppen (AG), in denen der Austausch der Experten themenspezifisch organisiert wurde (AG1: Frequenz, AG2: Spannung, AG3: Winkelstabilität, Resonanzstabilität und Kurzschlussstrom, AG4: Betriebsführung und Netz- und Versorgungswiederaufbau).

In dem hier vorliegenden Themenpapier der AG2 werden in den folgenden zwei Abschnitten zunächst einleitend die relevanten Begriffe und Definitionen beschrieben sowie der technische Hintergrund erläutert. In Kapitel 2 werden die Herausforderungen und Handlungsbedarfe sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur beschrieben. Dafür wird im Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht über alle identifizierten Fragestellungen gezeigt. In Abschnitt 2.2 werden die einzelnen Fragestellungen analysiert. Die identifizierten Forschungsfragen werden gesondert in Kapitel 3 dargestellt. In Kapitel 4 wird der Transformationspfad beschrieben, der die Prozesse inklusive der verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte umfasst, die aus den Fragestellungen der Kapitel 2 und 3 abgeleitet wurden.

## 1.1 Begriffe und Definitionen

Die Systemdienstleistung Spannungshaltung beschreibt die Aufgabe, die Spannungen im elektrischen System in festgelegten Bereichen halten zu können. Sie adressiert die Spannungsstabilität, welche hinsichtlich des Störungsausmaßes und hinsichtlich des Zeitbereichs der Betrachtung jeweils in zwei Kategorien unterschieden werden kann. Mit Blick auf das Störungsausmaß differenziert man zwischen der Großsignal-Spannungsstabilität und der Kleinsignal-Spannungsstabilität. Das Großsignalverhalten zeigt sich bei großen Störungen wie beispielsweise dem Ausfall von Erzeugungsleistung oder Leitungen.

Untersuchungen zur Großsignal-Spannungsstabilität erfordern die Abbildung der Nichtlinearität des Systemverhaltens und können sich über einen Zeitbereich von Sekunden bis in den zweistelligen Minutenbereich erstrecken. Die Kleinsignal-Spannungsstabilität fokussiert kleine Aussteuerungen wie beispielsweise Laständerungen, bei der das Systemverhalten um den

Arbeitspunkt linearisiert werden kann und nichtlineare Effekte ggf. zusätzlich beachtet werden können (z. B. Transformatorenregelung). Mit Blick auf den Zeitbereich klassifiziert man die Kurzzeit-Spannungsstabilität und Langzeit-Spannungsstabilität.

Untersuchungen zur Kurzzeit-Spannungsstabilität konzentrieren sich auf das dynamische Verhalten und Zusammenspiel von schnell regelnden Komponenten, umfassen den zeitlichen Bereich von wenigen Sekunden und erfordern die Lösung von Systemdifferentialgleichungen. Die Langzeit-Spannungsstabilität erfasst dagegen eine Betrachtungsdauer von einigen bis vielen Minuten und erfordert Langzeitsimulationen. Sie wird in der Regel weniger von der Schwere der anfänglichen Störung als vielmehr von den einhergehenden Ausfällen von Betriebsmitteln und Anlagen bestimmt. Instabilitäten treten auf, wenn kein langfristiger Gleichgewichtszustand erreicht werden kann, nach der Störung keine Kleinsignal-Spannungsstabilität vorliegt oder keine ausgeprägte bzw. konsequente Rückführung in ein stabiles Leistungsgleichgewicht erfolgt (z. B. aufgrund zu spät ergriffener Maßnahmen). [1]

## **1.2 Technischer Hintergrund und Ausgangssituation**

Durch steigende Transite, Netzausbau, Höherauslastung der Netze sowie der Volatilität der Erzeugung und des Verbrauchs ist zukünftig mit einer Zunahme spannungskritischer Netzsituationen zu rechnen. Diese Entwicklung wird durch den Wegfall thermischer Kraftwerke noch weiter verschärft. Aus Sicht der Spannungshaltung ist besonders das Wegfallen der automatischen Spannungsregelung durch Kraftwerksgeneratoren kritisch. Die Spannungshaltung und der gezielte Blindleistungseinsatz durch Kompensationseinrichtungen gewinnen daher immer mehr an Bedeutung. Zur Erhaltung der Spannungsstabilität sollen in den nächsten Jahren eine Vielzahl neuer statischer und dynamischer Blindleistungskompensationsanlagen in Betrieb gehen, die durch ein neues Betriebskonzept in optimaler Weise angesteuert werden müssen.

Im Rahmen der Roadmap Systemstabilität konzentriert sich die AG Spannung auf den Root-Mean-Square-Bereich (RMS), d.h. auf den Effektivwert der Spannung. Auswirkungen auf die Spannung im Subcycle-Bereich werden der AG Frequenz zugeordnet, da sich hier keine sinnvolle Trennung mehr zwischen Spannung und Frequenz durchführen lässt. Eine vollständige Beschreibung einer (sinusförmigen) Spannung bedarf nämlich neben der Amplitude auch der Frequenz. Außerdem existiert im Subcycle-Bereich keine Definition der Blindleistung (diese ist als Amplitude des sinusförmigen Schwingungsanteils an der Scheinleistung definiert, der keine Wirkenergie übertragen kann).

Auch wenn die Blindleistung eine der wichtigsten Erbringungsformen für die Systemdienstleistung Spannungshaltung ist, existieren alternative Technologien, die sich hinsichtlich ihrer physikalischen Wirkungsweise in drei weitere Kategorien einteilen lassen. Dazu gehören die Beeinflussung der Spannung durch eine Änderung der Netzimpedanz, der Wirkleistung und der Spannungstransformation. Während diese Alternativen im Verteilungsnetz bedeutsam sind, ist im Übertragungsnetz eine sinnvolle Spannungshaltung in aller Regel nur durch Blindleistung möglich.

**Da vor allem mit der Bereitstellung von Blindleistung enorme Herausforderungen verbunden sind, konzentriert sich die Roadmap auch darauf und benennt bei den anderen Technologien nur die noch bestehenden „weißen Flecken“.**

Da die Blindleistungsquellen unterschiedliche Dynamiken besitzen und bei der Deckung der Blindleistungsbedarfe unterschiedliche zeitliche Anforderungen bestehen, müssen die zeitliche Abfolge der Steuerungsmechanismen und die Charakteristiken der Regelkreise für den Blindleistungsabruf aus den verschiedenen Blindleistungsquellen beachtet werden. Vor diesem Hintergrund kann die Spannungshaltung (ähnlich wie bei der Frequenzhaltung) in zeitlich unterschiedliche Wirkungsbereiche gegliedert werden. Dementsprechend lässt sich der Bedarf für die jeweiligen Wirkungsbereiche separat ermitteln. Angesichts der unterschiedlichen Kosten und Dynamiken der verschiedenen Optionen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung kann damit eine Kostenreduktion bewirkt werden.

Bei der Deckung des statischen Blindleistungsbedarfs (Q-Bedarfs) in einem zeitlichen Wirkungsbereich kann berücksichtigt werden, dass dieser durch eine zeitlich vorgelagerte Blindleistung, sofern bzw. soweit es die Arbeitsverfügbarkeit zulässt, erbracht wird und entsprechend angerechnet werden kann. Dies ist vergleichbar mit der Sekundärregelleistung, die auch zur Deckung von Leistungsdefiziten im Wirkungsbereich der Minutenreserve herangezogen werden kann und wird.

Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Blindleistungsbedarfs sprechen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) von einem dynamischen und einem statischen Q-Bedarf [2].

Mit **statischem Q-Bedarf** ist die Q-Menge gemeint, die für jeden Netznutzungsfall (Zeitschritt) alleine betrachtet benötigt wird, um ein Gleichgewicht in der Blindleistungsbilanz so herzustellen, dass ein vorgegebenes Spannungsband nicht verlassen wird. Den dynamischen Bedarf ermitteln die deutschen ÜNB über die (stationäre) Betrachtung der Veränderung der Blindleistungsbilanz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten bzw. Netznutzungsfällen. Die ÜNB betrachten hierzu den Stundenwechsel im Normalbetrieb sowie den Zustandswechsel vom Normalbetrieb in den gestörten Betrieb mit Ausfallanalyse der (n-1)- bzw. ausgewählter (n-2)-Fälle. Vorstellbar wäre auch eine Dreiteilung, wie sie in dem Bericht zur Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II [1] vorgenommen wurde. Der dort zusätzlich verwendete Begriff stationärer Q-Bedarf entspricht innerhalb der in diesem Dokument verwendeten Systematik dem Ausgleich des Q-Saldos der stationären ¼-h- bzw. 1-h-Leistungsflüsse im (n-0)-Fall.

Der sog. **quasistationäre Q-Bedarf** betrachtet dagegen die Änderung der Q-Bilanz zum Stunden- bzw. Viertelstundenwechsel (Fahrplansprünge). Dies zielt darauf ab, dass bei Fahrplansprüngen grundsätzlich auch langsamere, konventionelle Kompensationsanlagen eingesetzt werden könnten, wenngleich dies heute nicht den Stand der Technik darstellt, weil diese Anlagen dazu in ein automatisiertes Q-Management eingebunden werden müssten. Der Begriff quasistationär unterstreicht, dass Fahrplansprünge nicht schlagartig verlaufen, sondern sich innerhalb weniger



Minuten abspielen und damit in eine Abfolge von Gleichgewichtszuständen zerlegt werden können.

Im Gegensatz zu Fahrplansprüngen laufen durch Störereignisse hervorgerufene Änderungen in der Systembilanz innerhalb weniger Sekunden ab. Hier wird in dem Bericht zur Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II [1] der Begriff quasidynamischer Q-Bedarf verwendet, weil letztlich nicht das genaue zeitliche Verhalten, sondern nur der stationäre Systembedarf bei Störereignissen betrachtet wird und dieser von der dynamischen Netzstützung (in Verbindung mit der Fault-Ride-Through-Fähigkeit) abzugrenzen ist.

Im NEP fassen die ÜNB den quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarf zusammen und bezeichnen ihn als regelbaren bzw. dynamischen Q-Bedarf [2].

Auch wenn hier eine klare Zuordnung der Begriffe zu den Auslösern vorgenommen wird, ist eine zeitliche Abgrenzung derzeit nicht festgelegt.

## 2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse

Im Rahmen der Arbeits- und Kerngruppentreffen der Roadmap Systemstabilität wurden für den Bereich Spannung eine Vielzahl von Fragestellungen identifiziert, deren Beantwortung zur Erreichung eines zukünftig sicheren und stabilen Netzbetriebs notwendig ist. Die Analyse der Fragestellungen bildet die Grundlage für die Ableitung der notwendigerweise zu implementierenden Prozesse, die wiederum die Basis für den Transformationspfad bilden (Kapitel 4).

In diesem Kapitel wird in Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht aller identifizierter Fragestellungen gegeben. Abschnitt 2.2 beinhaltet die Analyse der einzelnen Fragestellungen. Die Analyse umfasst jeweils die heutigen und die zukünftigen Herausforderungen, den Handlungsbedarf sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur. Außerdem wird der Bedarf an Prozessanpassungen oder neuen Prozessen beschrieben, um wie oben erwähnt, eine Grundlage zur Ableitung von notwendigerweise zu implementierenden Prozesse zu schaffen.

### 2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen

In diesem Abschnitt ist eine Übersicht aller Fragestellungen dargestellt, die im Bereich der Spannung im Rahmen der Projekttreffen identifiziert wurden. Die Fragestellungen werden in folgende drei Kategorien eingeteilt: Dynamische Blindleistung/Spannungshaltung, Statische Q-Bereitstellung/Q-Management aus den Verteilnetzen, Ganzheitliches Spannungsregelungskonzept.

#### Fragestellungen zum Thema dynamische Blindleistung/Spannungshaltung:

- D1. Was sind relevante Vorgänge und bedarfsdimensionierende Fälle? Inwiefern werden diese Fälle (oder hier Auslöser) als relevant bewertet? Werden sie bereits in vorhandenen Prozessen quantifiziert?
- D2. Ist die derzeit angewendete Szenariendefinition geeignet genug, um den „worst-case“ abzubilden? Wie können die zu untersuchenden Netznutzungsfälle (NNF) alternativ erstellt werden (deterministisch/(pseudo-) probabilistisch)?
- D3. Welche Fälle und welche Fehlerkonstellationen müssen beherrscht werden können?
  - a. Inwiefern müssen die Spitzen der Bedarfe gedeckt werden?
  - b. Welche Reserven müssen vorgehalten werden?
  - c. Müssen die Spitzen durch ausgewiesene Anlagen / Potentiale gedeckt werden oder kann man hierfür auch auf betriebliche Maßnahmen/Freiheiten zurückgreifen?
  - d. Welche betrieblichen Freiheiten müssen berücksichtigt werden?
  - e. Welche Extra-Reserven für die Netzbetriebsführung müssen eingeräumt werden?

- D4. Für welche Zielhorizonte ergibt es Sinn, Bedarfe auszuweisen?
  - a. Für wann können notwendige Blindleistungspotentiale noch in Betrieb genommen / nutzbar gemacht werden?
  - b. Wie sicher sind die Bedarfe, die ermittelt werden (Bedarf für 2037+)?
  - c. Wie entwickelt sich der Bedarf über einen Transformationspfad?
- D5. Was ist der minimale Zeitraum, um Q-Potentiale aufbauen/aktivieren und zeitgleich eine hohe Verlässlichkeit für die Bedarfe bestimmen zu können?
- D6. Wie erfolgt die Bedarfsdeckung?
- D7. Wie kann das (Un-)Sicherheitsniveau und eine etwaigen Kosten-/Nutzenrechnung abgeschätzt und bewertet werden?
- D8. Wie sieht das Blindleistungsverhalten von zukünftigen Erzeugungsanlagen und Lasten aus?

**Fragestellungen zum Thema statische Q-Bereitstellung/Q-Management aus den Verteilnetzen:**

- S1. Existieren ausreichend statische Blindleistungsquellen/-kapazitäten?
- S2. Welche technischen Eigenschaften benötigen Blindleistungsquellen?
- S3. Welche Aspekte sind bei der operativen Nutzung der Blindleistungspotenziale zu beachten?
- S4. Welche Informationen über verfügbare Q-Potenzialen stehen den NB zur Verfügung?
- S5. Wie kann ein Grenzwertkonzept der NB für zulässige Betriebsspannungswerte aufgrund verstärkten (spannungsstützenden) Blindleistungsbedarf durch Höherauslastung von Netzbetriebsmitteln ausgestaltet werden?
- S6. Auf welchen Grundlagen erfolgen die Bedarfsbewertungen der NB?
- S7. Welche Aspekte sind bei der Koordination und Zusammenarbeit zwischen NB zu beachten?
- S8. Welche Aspekte sind bei Spannungsregelungskonzepten zu beachten?
- S9. Welche Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung und welche automatischen Letztmaßnahmen existieren?
- S10. Welche Aspekte sind beim Wissensaufbau für Planung, Bau und Betrieb relevant?

**Fragestellungen zum Thema Ganzheitliches Spannungsregelungskonzept:**

- G1. Bedarf es überhaupt eines strukturierten, ganzheitlichen Spannungshaltungskonzeptes?
- G2. Welche Schnittstellen sind zu betrachten und zu beschreiben?
- G3. Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen müssen übergreifend geregelt werden?

G4. Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen verbleiben in der Individualverantwortung des Anschlussnetzbetreibers?

## 2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen

Dieser Abschnitt umfasst die Analyse der identifizierten Fragestellungen. Je Fragestellung werden dabei die heutigen und zukünftigen Herausforderungen, der Handlungsbedarf sowie die bereits bestehenden Prozesse und der Prozessbedarf beschrieben.

**Fragestellungen zum Thema dynamische Blindleistung/Spannungshaltung:**

**Fragestellung D1: Was sind relevante Vorgänge und bedarfsdimensionierende Fälle? Inwiefern werden diese Auslöser als relevant bewertet? Werden sie bereits in vorhandenen Prozessen quantifiziert?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es bedarf einer Prüfung, welches die auslegungsrelevanten Fehlerfälle sind. Z. B. sollte überprüft werden, ob auch hier, wie bei der Bestimmung des Momentanreservebedarfs, ein System-Split bedarfsdimensionierend ist.</li> <li>• Ausweitung der NNF sinnvoll. Wiederkehrender Prozess (genauer Turnus gilt es zu prüfen – es wird wahrscheinlich nicht alle 2 Jahre zu überarbeiten sein)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEP</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arbeits- oder Projektgruppe <i>Dynamik</i> der Netzbetreiber für nächsten NEP</li> <li>• Einmaliger oder zyklischer Prozess (anderer Rhythmus als der des NEP), um die Erweiterung der Analysefälle/Inputgüte (s. D2) zu steigern (ÜNB mit Forschung).</li> </ul>

**Fragestellung D2: Ist die derzeit angewendete Szenariodefinition geeignet genug, um den „worst-case“ abzubilden? Wie können die zu untersuchenden NNF alternativ erstellt werden (deterministisch/(pseudo-) probabilistisch)?**

<b>Aspekt</b>	<b>Beschreibung</b>
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abgleich mit Netzschutzkonzepten (ÜNB/VNB)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEP</li> <li>• Regionalszenarien nach §14d EnWG (Netzausbaupläne (NAP))</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erweiterung der Szenarien und Analysen durch die ÜNB im NEP um weitere Störfälle, (bspw. System-Splits) und Wetterjahre sowie Vergleiche weiterer relevanter Inputgrößen</li> <li>• Ausweitung der NNF</li> <li>• Überprüfen und beobachten, ob der NAP-Prozess für Systemsicherheitsaspekte der VNB geeignet ist oder ob ein zusätzlicher Prozess notwendig wird. Grundsätzlich bedarf es einer Abwägung, welche Aspekte nur im Übertragungsnetz und welche auch im Verteilnetz geprüft werden müssen.</li> </ul>

**Fragestellung D3: Welche Fälle und welche Fehlerkonstellationen müssen beherrscht werden können?**

<b>Aspekt</b>	<b>Beschreibung</b>
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abgleich mit Netzschutzkonzepten (ÜNB/VNB)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEP</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gemeinsame (Regulierung, ÜNB, VNB) Festlegung der relevanten Fälle (siehe D1,2)</li> </ul>

**Fragestellung D4: Für welche Zielhorizonte ergibt es Sinn Bedarfe auszuweisen? Für wann können notwendige Blindleistungspotentiale noch in Betrieb genommen / nutzbar gemacht werden? Wie sicher sind die Bedarfe, die ermittelt werden (Bedarf für 2037+)? Wie entwickelt sich der Bedarf über einen Transformationspfad?**

<b>Aspekt</b>	<b>Beschreibung</b>
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prüfung/Anpassung der Zeit-horizonte im NAP/NEP</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEP</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erweiterungen im NAP/NEP</li> </ul>

**Fragestellung D5: Was ist der minimale Zeitraum, um Q-Potentiale aufbauen/aktivieren und zeitgleich eine hohe Verlässlichkeit für die Bedarfe bestimmen zu können?**

<b>Aspekt</b>	<b>Beschreibung</b>
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Synchronisation der Bedarfsermittlung und der Beschaffungsintervalle für dynamischen Blindleistungsbedarf (gemeinsam mit der statischen Blindleistung).</li> <li>• Kopplung von Übertragungsnetzen und Verteilnetzen, d. h. Kopplung des NEP und der NAPs, zur Bestimmung des dynamischen und statischen Q-Bedarfs inkl. der Abbildung des Q-Managements, der Traforegelung und der Deckungspotenziale.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Rahmen der marktlichen Beschaffung nach §12h EnWG wird zurzeit ein Beschaffungskonzept durch die BNetzA erarbeitet.</li> <li>•</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es bedarf des Aufbaus eines spannungsebenenübergreifenden Q-Managements (technisches Konzept) mit klaren Vorgaben zur Umsetzung (Q(U)-Kennlinien, Regeltransformatoren, Vorsteuerungen von Q-Quellen etc.).</li> </ul>

### Fragestellung D6: Wie erfolgt die Bedarfsdeckung?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Genehmigungs- und Beschaffungshürden müssen identifiziert und verringert werden.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Rahmen der marktlichen Beschaffung nach §12h EnWG wird zurzeit ein Beschaffungskonzept durch die BNetzA erarbeitet.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einführung Beschaffungskonzept und wiederkehrende Prüfung               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Mindestanforderungen und Zusatzanforderungen (Beschaffungskonzept 12h EnWG) müssen dort differenziert werden</li> </ul> </li> </ul> <p>Es bedarf des Aufbaus eines spannungsebenenübergreifenden Q-Managements (technisches Konzept) mit klaren Vorgaben zur Umsetzung (Q(U)-Kennlinien, Regeltransformatoren, Vorsteuerungen von Q-Quellen etc.). Beschaffungskonzept muss hierfür Rahmen setzen.</p>

### Fragestellung D7: Wie kann das (Un-)Sicherheitsniveau und eine etwaigen Kosten-/Nutzenrechnung abgeschätzt und bewertet werden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mit steigender Vorausschau steigt auch die Unsicherheit des tatsächlich notwendigen Bedarfs</li> <li>• Es müssen die Zuverlässigkeit und die Potentiale der Anlagen bestimmt werden</li> <li>• Es ist zu prüfen, ob die bisher betrachteten 8.760 h ausreichend sind</li> <li>• Es bedarf einer Kosten-Nutzen-Abschätzung hinsichtlich möglicher Einsparungen und den daraus folgenden Risiken</li> <li>• Es muss eine Methodik entwickelt werden, die das Sicherheitsniveau bestimmt und Stabilisierungsmaßnahmen bewertet</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marktliche Beschaffung nach §12h EnWG</li> <li>• NEP</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AG/PG Dynamik (von den ÜNBs) für den nächsten NEP</li> </ul>

**Fragestellung D8: Wie sieht das Blindleistungsverhalten von zukünftigen Erzeugungsanlagen und Lasten aus?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siehe Technischer Hintergrund und Ausgangssituation</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bisher kein Handlungsbedarf formuliert.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlussregeln / TAR</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ist im Rahmen des Beschaffungskonzeptes Blindleistung zu klären (BNetzA)</li> <li>• Überarbeitung der TARs</li> </ul>

**Fragestellungen zum Thema statische Q-Bereitstellung/Q-Management aus den Verteilnetzen:**

**Fragestellung S1: Existieren ausreichend statische Blindleistungsquellen/-kapazitäten?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktuell sind die notwendigen <b>Potenziale</b> von induktiver und kapazitiver Blindleistung für den Systembetrieb bei Erzeugungsanlagen am <b>Höchstspannungsnetz</b> (einschließlich Spannungsregelung) <b>vorhanden</b></li> <li>• <b>In HS und MS teilweise ebenfalls Potenziale</b> bei Erzeugungsanlagen, Speichern, Arealnetze, usw. vorhanden (zur Nutzung siehe Punkt 3.)</li> <li>• Teilweise vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) vorhanden (hauptsächlich in der HÖS)</li> <li>• Sind die Blindleistungspotenziale zukünftig ausreichend?</li> </ul>



Aspekt	Beschreibung
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Erweiterte, sinnvolle Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung</b> (Q-Vermögen) von Erzeugungsanlagen, Speichern, Verbrauchern, usw. in Hoch-/Mittelspannung</li> <li>• Weiterer Aufbau von <b>NB-eigenen Kompensationsanlagen</b> und VINKs insbesondere im Verteilnetz</li> <li>• <b>Review/Anpassung der Anwendungsregeln/Technische Anschlussregeln (TAR)</b> an sich ändernde Anforderungen (weitere Ausdifferenzierung von Grund-/Zusatzanforderungen)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEP</li> <li>• NAP</li> <li>• Marktliche Beschaffung nach §12h EnWG</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etablierung und ggf. bedarfsgerechte Nachsteuerung des Beschaffungskonzept von Blindleistung um den Blindleistungsbedarf decken zu können</li> </ul>

#### Fragestellung S2: Welche technischen Eigenschaften benötigen Blindleistungsquellen?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heutzutage sind mit den erbringenden Anlagen die Eigenschaften spannungshebend/-senkend ausreichend vorhanden</li> <li>• Grenzleistungsdiagramme (bei Erzeugungsanlagen) über Anwendungsregeln</li> <li>• Herausforderung zukünftig ist, dass nach aktuellem Stand keine „Nachrüstpflicht“ besteht - Bestandsschutz, d. h. trotz neuer Vorgaben bleiben Bestandsanlagen bei alten Vorgaben und stützen die Systemstabilität nicht.</li> <li>• Spannungsregelung/Sollwertverarbeitung/Kennlinien in Zukunft auf die neuen Erbringungsanlagen anpassen bzw. vorgeben</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Review/ Anpassung der (TAR)</b> an sich ändernde Anforderungen (weitere Ausdifferenzierung von Grund-/Zusatzanforderungen und ggf. an mehr Varianten mit Auswahloption)</li> <li>• <b>Erweiterte, sinnvolle Anforderungen an Eigenschaften</b> von Erzeugungsanlagen, Speicher, Verbrauchern, usw. in HöS-/HS-/MS- → für den sicheren Netzbetrieb ist es sinnvoll, wenn <b>Blindleistung</b></li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
	<p><b>gesichert</b> (kontinuierlich) zur Verfügung steht bzw. stochastisch über das Gesamtsystem gesichert ist</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vermehrter Einsatz von <b>STATCOM-Eigenschaften</b> bei Anlagen, die für Blindleistungsbereitstellung vorgesehen sind</li> <li>• Anpassung von Randbedingungen/Regelwerken/Vorschriften und Implementierung bei den Anlagen</li> <li>• Blindleistungserbringung von <b>Blindleistungsquellen auch bei Teillast definieren</b> (PQ-Diagramm)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TAR</li> <li>• TAB</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überarbeitung TAR</li> <li>• Ist auch im Rahmen des Beschaffungskonzeptes Blindleistung zu klären (BNetzA)</li> </ul>

**Fragestellung S3: Welche Aspekte sind bei der operativen Nutzung der Blindleistungspotenziale zu beachten?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Herausforderungen bestehen bei der <b>lokalen Spannungsbegrenzung</b> durch Erzeugungsanlagen in der NS und teilweise in der MS. In vielen Situationen ist die lokale Spannungsbegrenzung kontraproduktiv, aber unvermeidlich für das Gesamtsystem, weil z. B. in den unteren Spannungsebenen Blindleistung verwendet wird, die den vorgelagerten Netzebenen dann fehlt.</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht-netzdienliches Verhalten muss begrenzt werden. Es bedarf zudem einer <b>Klärung, wie "netzdienlich" genau zu definieren</b> ist, da lokal nützlich Verhalten gesamtsystemisch auch nachteilig sein kann.</li> <li>• Die <b>Nutzung von EZA, Speichern, Verbrauchern</b>, aber auch von Bestandsanlagen in der <b>Hoch- und Mittelspannungsebene</b> für die System-Blindleistungsbilanz muss verstärkt werden.</li> <li>• Die rechtlichen und regulatorischen Grundlagen für den Zugang von Netzbetreibern zu Q-Quellen müssen weiterentwickelt werden.</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Rahmen statischer Fahrweisen herrscht ein Bedarf an zusätzlichen Möglichkeiten für einen <b>aktiven Blindleistungsabruf</b> bzw. für eine <b>aktive Spannungsregelung</b>.</li> <li>• Die <b>kommunikative Einbindung</b> (Fernwirktechnik) weiterer EZA, Verbraucher, Speicher etc. muss ausgeweitet werden.</li> <li>• Es müssen technische Regelungen und regulatorische Möglichkeiten für <b>Betriebstests und Feldversuche</b> geschaffen werden, insbesondere Rechtssicherheit für Haftung und Entschädigung.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die <b>FNN-Anwendungsregeln</b> lassen den NB Optionen für Fahrweisen und Abrufe. Außerdem gibt es bereits Regelungen für die Schnittstellen zwischen den NB.</li> <li>• Der <b>Network Code Demand Side Management</b> ist in Vorbereitung, eine operative Anwendung findet aktuell noch nicht statt.</li> <li>• Im Rahmen des <b>§12h EnWG</b> wird zurzeit ein Konzept für die marktliche Blindleistungsbeschaffung ausgearbeitet.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es werden Prozesse zur <b>Steigerung der Beobachtbarkeit in Verteilnetzen</b> benötigt. Ausgewählte Messpunkte und Hochrechnungen können teilweise ausreichend sein.</li> <li>• Die <b>TAR</b> müssen hinsichtlich ihrer Kommunikationsanforderungen weiterentwickelt werden. Dabei sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt und die Staffelung nach Netzebenen und Leistungsklassen beachtet werden.</li> <li>• Die zuvor genannten Prozesse sind Voraussetzungen für die benötigten <b>Regelungs- und Steuerungsmöglichkeiten</b> von Erzeugung und Last für NB. Das <b>Blindleistungsbeschaffungskonzept</b> nach §12h EnWG muss hierzu die <b>Leitplanken setzen</b>.</li> </ul>

**Fragestellung S4: Welche Information über verfügbare Q-Potenzialen stehen den NB zur Verfügung?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die <b>Informationslage</b> bei NB zu Nichtverfügbarkeiten von Q-Quellen ist <b>eingeschränkt</b>. Eine aktive Informationsübermittlung existiert bisher in der Regel <b>nur bei Erzeugungsanlagen</b>. Die Online-Übermittlung ist in den <b>TAR jedoch nur optional</b> vorgegeben. Die Informationslage basiert maßgeblich auf den</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
	<p>Grenzleistungsdiagrammen, die im Rahmen des Anschluss- und Zertifizierungsprozesses erstellt werden. Für die <b>Online- Informationsübermittlung von Verbrauchern</b> und Flexibilitäten, wie z. B. von Ladepunkten, gibt es <b>bisher keine Möglichkeiten</b>.</p>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Grenzleistungsdiagramme</b> (PQ-Diagramme) sollten auch für Q-Quellen, die diese Unterlagen nicht ohnehin vorlegen müssen (bspw. Verbraucher als Q-Quellen), <b>verpflichtend gemacht werden</b>.</li> <li>• Es bedarf einer Prüfung, ob die <b>Online-Potenzialmeldung</b> aus Q-Quellen für Anlagenbetreiber verpflichtend sein sollte. Dabei sollten rechtliche und technische Aspekte bei der Datenübermittlung berücksichtigt werden.</li> <li>• Es bedarf einer Verbesserung der <b>Prognosekompetenz</b> für Blindleistungseinspeisungen von Anlagen, insbesondere für dargebotsabhängige Anlagen. Das betrifft <b>kurzfristige</b> Zeithorizonte für die Betriebsplanung sowie <b>langfristige</b> Zeithorizonte für die Netzplanung.</li> <li>• NB sollten im Rahmen von Online-Netzberechnungen und Ausfallrechnungen die <b>Auswirkungen (Spannungsänderung) der Blindleistungspotenziale vorausberechnen</b> und berücksichtigen. auch planerisch müssen die Auswirkungen berücksichtigt werden, sofern sie auslegungsrelevant sind.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In den <b>FNN-Anwendungsregeln</b> gibt es bereits Regelungen für die Schnittstellen zwischen den NB.</li> <li>• Im Rahmen des <b>§12h EnWG</b> wird zurzeit ein Konzept für die marktliche Blindleistungsbeschaffung ausgearbeitet.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es werden Prozesse zur <b>Steigerung der Beobachtbarkeit in Verteilnetzen</b> benötigt. Ausgewählte Messpunkte und Hochrechnungen können teilweise ausreichend sein.</li> <li>• Die <b>TAR</b> müssen hinsichtlich ihrer Kommunikationsanforderungen weiterentwickelt werden. Dabei sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt und die Staffelung nach Netzebenen und Leistungsklassen beachtet werden.</li> <li>• Das <b>Blindleistungsbeschaffungskonzept</b> nach <b>§12h EnWG</b> muss hierzu Anreize setzen und den unterlagerten NB die Rolle der Bereitstellung ermöglichen.</li> </ul>

**Fragestellung S5: Wie kann ein Grenzwertkonzept der NB für zulässige Betriebsspannungswerte aufgrund verstärkten (spannungsstützenden) Blindleistungsbedarf durch Höherauslastung von Netzbetriebsmitteln ausgestaltet werden?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Betriebsspannungswerte sind nicht netzebenenübergreifend harmonisiert und auf Verteilnetzebene existieren keine Vorgaben zu Spannungsgrenzwerten bei Ausfallvarianten (die Thematik ist auch für die Fragestellungen G1 bis G4 und S7 relevant).</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es bedarf einer <b>Prüfung</b>, ob die <b>Definition eines Betriebsspannungsbands</b> für alle Spannungsebenen sinnvoll ist. Dabei geht es um die Frage der vorgegebenen Rahmenbedingungen, die Werte im eigenen Netz dürften weiter selbständig festgelegt werden. Für Netzanschlusspunkte von Anlagen und für Schnittstellen zwischen Netzen müssen gemeinsame Werte definiert werden.</li> <li><b>Einhaltung der (n-1)-Sicherheit auch für Spannung</b> (Vorgabe von Grenzen, die bei AV-Berechnungen zu berücksichtigen sind)</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>Auf <b>Übertragungsnetzebene</b> ist das Betriebsspannungsband im stationären Betrieb im <b>NC SOGL</b> definiert. Das <b>Deutsche Grenzwertkonzept (DGWK)</b> schränkt dieses Band ein, auch für Ausfallvarianten (N-1). Spannungsänderungen sind im DGWK auf 5% begrenzt, bei über 2% erfolgt eine Warnung. Allgemeine Anforderungen sind in den TAR definiert. Teilweise existieren bilaterale Verträge zwischen Netz- und Kraftwerksbetreiber.</li> <li>Auf <b>Verteilnetzebene</b> bestehen keine übergreifenden Vorgaben zum stationären Spannungsband, die VNB legen <b>individuelle Grenzwerte</b> fest.</li> <li>Auf <b>Mittel- und Niederspannungsebene</b> sind durch die <b>EN 50160</b> Spannungsänderungen bei Ereignissen bzw. Fehlerfällen auf 10% <math>U_n</math> (teilweise auch 10% <math>U_c</math>) begrenzt.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li></li> </ul>

## Fragestellung S6: Auf welchen Grundlagen erfolgt die Bedarfs-Bewertungen der NB?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Bedarfe im eigenen Netz werden für die Zielnetzplanung bestimmt;</b> dabei werden eigene Kompensationsanlagen (VINK) und das Verhalten von großen Erzeugungsanlagen berücksichtigt.</li> <li>• In HöS-Ebene: planerische <b>Abbildung des Blindleistungsverhaltens von Nachbarnetzen</b> (vertikal und horizontal) und angeschlossener Anlagen ausgehend vom heute bekannten Verhalten und Übertragung in die prognostizierten Szenarien.</li> <li>• In HöS-Ebene: Verrechnung der Bedarfe und Potenziale für ein deterministisches Planungsszenario und Ableitung der resultierenden Defizite.</li> <li>• Weil immer mehr Erzeugungskapazität in den Verteilnetzen installiert wird, müssen zukünftig die <b>Ergebnisse der VNB-Netzplanung (NAP) für die ÜNB-Netzplanung (NEP) berücksichtigt werden.</b> Bis dahin werden lediglich pauschale Annahmen anhand der installierten Leistung bspw. von EE-Anlagen getroffen.</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das <b>gewünschte Zuverlässigkeitsniveau</b> muss definiert werden.</li> <li>• Es bedarf der Entwicklung <b>gemeinsamer Rahmenbedingungen für Blindleistungsnetzrechnungsmodelle</b> im Hinblick auf die künftigen Bedarfe im Netzbetrieb. Blindleistungsmanagement muss in den Planungsmodellen abgebildet werden. Neben Worst-Case-Szenarien der Wirkleistungsnetzplanung müssen auch relevante Teilleistungsbereiche berücksichtigt werden.</li> <li>• Das <b>Verhalten neuer Verbraucher</b> (E-Mobilität, Wärmepumpen, Speicher etc.) muss berücksichtigt werden. Dabei müssen <b>Gleichzeitigkeitsfaktoren</b> beachtet werden.</li> <li>• Als <b>Grundlagen für die Bewertung eines Spannungskollaps</b> bedarf es den Zugang zu den relevanten Daten, dazu gehören z. B. die Eintrittswahrscheinlichkeit für bestimmte Szenarien und die             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zeitreihenbetrachtungen in NEP und NAP (probabilistisch versus deterministisch).</li> </ul> </li> <li>• Der Zeitbereich für die Auswertung <b>historischer Daten muss hinterfragt</b> und ggf. neu definiert werden (Methodik nachschärfen; nicht "nur" ein Jahr auswerten, sondern ggf. ein "Wetterjahr" auswerten).</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TARs</li> <li>• DIN EN 50160</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ableitung bedarfsdimensionierender Fälle</li> <li>• TAR für zukünftige Erbringungsanlagen</li> </ul>

**Fragestellung S7: Welche Aspekte sind bei der Koordination und Zusammenarbeit zwischen NB zu beachten?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellung von Blindleistung im vertraglich vereinbarten Umfang von vorgelagertem NB an nachgelagerten NB</li> <li>• Wirkleistungsmaßnahmen zur Spannungsstabilisierung (spannungsbedingter Redispatch) gemäß §13a EnWG</li> <li>• Operativer Abruf von Blindleistung beim nachgelagerten NB findet nur in Notfallsituationen (Kaskade) statt (gemäß §13(2) EnWG)</li> <li>• Abruf und Kommunikation bzgl. Spannung und Blindleistung per Telefon bzw. bilateral vereinbart</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Gemeinsame Langfrist-Prognose für die Blindleistungsbereitstellung an der Schnittstelle zwischen den Netzen</b> (planerische Aufgabe) -&gt; Informationen zu den Möglichkeiten der Q-Quellen müssen in der Netzplanung bekannt sein und berücksichtigt werden (ist in den Netzplanungsdatensätzen abzubilden)</li> <li>• (kurzfristige/day ahead) Betriebsplanung für Blindleistungsbedarf an andere NB (über bereits bestehende (vertragliche) Zusagen hinaus) erforderlich</li> <li>• <b>Automatisiertes Abruf-Verfahren/Koordination für den Blindleistungsaustausch an der Schnittstelle</b> (Prozess für Maßnahmenumsetzung erforderlich)</li> <li>• <b>Digitale Kommunikationsschnittstelle für Daten/Informationen</b> an der Schnittstelle Netzbetreiber-Netzbetreiber für die Meldung von Q-Potenzialen und den Abruf von Anforderungen</li> <li>• <b>U-Q-Koordination</b> (Netzautomatisierung/ Tools) auch Netzbetreiberübergreifend</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bisher ist lediglich die Kommunikation für Notfallsituationen geregelt (siehe <b>VDE-AR-N 4140 Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade</b> , gemäß §13 Abs. 2 EnWG)</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Abruf von Blindleistung bzw. die <b>Kommunikation</b> zur Spannungsregelung erfolgt bisher <b>bilateral per Telefon</b>.</li> <li>• Die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch ist gemäß <b>§13a EnWG</b> festgelegt.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es existiert Bedarf für einen Prozess für <b>automatisierte Abrufverfahren und zur Koordination für den Blindleistungsaustausch</b> an der Schnittstelle zwischen NB.</li> <li>• <b>Verpflichtender Austausch zwischen angrenzenden NB</b> über heutiges und das in Zukunft zu erwartende Q-Potential.</li> <li>• Prozess, der <b>alle bisherigen Erkenntnisse</b> aus F&amp;E-Projekten, Praxis- und Umsetzungsbeispielen <b>sammelt und zusammenfasst</b> und dabei die relevanten Stakeholder einbindet. Es bedarf eines Prozesses, der die <b>regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen</b> schafft.</li> </ul>

#### Fragestellung S8: Welche Aspekte sind bei Spannungsregelungskonzepten zu beachten?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Spannungsregelung in den <b>Verteilnetzen</b> erfolgt im Wesentlichen durch die <b>Stufensteller der Trafos</b> der vorgelagerten Spannungsebene.</li> <li>• Trafo zur vorgelagerten Spannungsebene bei HS-Netzen manchmal in der Betriebsführung des Netzbetreibers der vorgelagerten Spannungsebene (obwohl Funktion für Versorgung und Spannung ausschließlich dem nachgelagerten NB dient).</li> <li>• In <b>NS und MS teilweise lokale Spannungsstützung durch Blindleistungseinspeisung</b> von angeschlossenen Anlagen; dadurch möglicherweise Nachteil für die vorgelagerten Netze, weil in der NS und MS Blindleistung verbraucht wird → <b>vorgelagerte Netzebenen müssen nachgelagerte Netzebenen die Blindleistung ausgleichen</b> (selbst wenn in nachgelagerten Netzebenen kontraproduktive Blindleistungseinspeisungen zur lokalen Spannungshaltung stattfinden)</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die <b>Beobachtbarkeit der Spannung in allen Netzebenen</b>, insbesondere in den unteren, muss ausgebaut werden, insbesondere in den unteren Ebenen, um einen Überblick über die Situation im Netz zu erhalten.</li> </ul>



Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es sollte überprüft werden, ob ein <b>Monitoring für die automatische Erkennung und zur Alarmierung bei einem Spannungskollaps</b> auch über Netzebenen hinweg (Systemschutzplan) machbar und/oder sinnvoll ist.</li> <li>• Ein <b>Systemschutz</b> (automatische Letztmaßnahmen) gegen einen möglichen Spannungskollaps sollte aufgebaut werden.</li> <li>• <b>Schaltautomatiken und Regelungen von Blindleistungsquellen</b> müssen aufeinander abgestimmt werden, um Wechselwirkungen und ungewünschte Beeinflussungen zu vermeiden.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Basierend auf dem <b>Network Code Emergency and Restoration (NC ER)</b> haben die ÜNB einen <b>Systemschutzplan</b> erstellt, der eine Übersicht der Notfallmaßnahmen darstellt. Darin werden u. a. Verfahren bei Spannungsabweichungen und zur Vermeidung von Spannungskollapsen beschrieben. Für die Ausgestaltung der Maßnahmen wird wiederum auf die VDE-AR verwiesen. Die manuellen Letztmaßnahmen sind in der <b>VDE-AR-N 4140</b> ausgestaltet, die automatischen Letztmaßnahmen in der <b>VDE-AR-N 4142</b>. Der Handlungsraum für die Maßnahmen zur Abstimmung zwischen ÜNB und VNB sind in der <b>VDE-AR-N 4141-1</b> festgelegt.</li> <li>• Die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch ist gemäß <b>§13a EnWG</b> festgelegt.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es existiert Bedarf für einen Prozess für <b>automatisierte Aufrufverfahren und zur Koordination für den Blindleistungsaustausch</b> an der Schnittstelle zwischen den NB.</li> <li>• Ein <b>Monitoringprozess</b> und die Entwicklung von Indikatoren zur <b>Erkennung eines Spannungskollaps</b> sind erforderlich.</li> </ul>

**Fragestellung S9: Welche Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung und welche automatischen Letztmaßnahmen existieren?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirkleistungsmaßnahmen zur Spannungsstabilisierung (spannungsbedingter Redispatch)</li> <li>• Außer der Grenzwertüberwachung der Spannung durch die jeweils zuständigen Netzbetreiber existiert bisher keine Überwachung von Spannungsänderungsvorgängen in den Verteilnetzebenen.</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es sollte geprüft werden, ob die weitere Nutzung von <b>Spannungsbegrenzungsfunktionen</b> für Blindleistungsquellen empfehlenswert ist (analog "Q(U)-Kennlinie mit Totband" in TAR-HS).</li> <li>• Eine Verfahrensoptimierung bei der <b>automatischen Stufensteller-Blockierung</b> an automatisch spannungsgeregelten Trafos bei drohendem Spannungskollaps sollte geprüft werden.</li> <li>• Anforderungen zum <b>automatischen Lastabwurf (VDE-AR-N 4142)</b> von Frequenzrückgang auf Spannungsrückgang erweitern (im Unterschied zum Frequenzrückgang allerdings für Spannung immer nur lokal/regional).</li> <li>• Eine systemweit <b>koordinierte Zusammenarbeit</b> sollte etabliert werden, mindestens in Form einer Netzzustandsampel. Dabei sollten die Netzleitsysteme erweitert und die Nutzung von Online-Potenzialmeldungen für Blindleistungsquellen ermöglicht werden.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• §14a EnWG - Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen</li> <li>• Basierend auf dem <b>Network Code Emergency and Restoration (NC ER)</b> haben die ÜNB einen <b>Systemschutzplan</b> erstellt, der eine Übersicht der Notfallmaßnahmen darstellt. Darin werden u. a. Verfahren bei Spannungsabweichungen und zur Vermeidung von Spannungskollapsen beschrieben. Für die Ausgestaltung der Maßnahmen wird wiederum auf die VDE-AR verwiesen. Die manuellen Letztmaßnahmen sind in der <b>VDE-AR-N 4140</b> ausgestaltet, die automatischen Letztmaßnahmen in der <b>VDE-AR-N 4142</b>. Der Handlungsraum für die Maßnahmen zur Abstimmung zwischen ÜNB und VNB sind in der <b>VDE-AR-N 4141-1</b> festgelegt.</li> <li>• Die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch ist gemäß <b>§13a EnWG</b> festgelegt.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überprüfung von Emergency-Maßnahmen (FNN)</li> </ul>

**Fragestellung S10: Welche Aspekte sind beim Wissensaufbau für Planung, Bau und Betrieb relevant?**

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gerade im Verteilnetz existieren mittlerweile sehr viele <b>Werkzeuge und Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung</b>. Nicht alle</li> </ul>

Aspekt	Beschreibung
	<p>sind in ihrer Funktionsweise und Systemwirkung bei den betreffenden Akteuren vollumfänglich bekannt. Ein konkretes Beispiel ist der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) mit der sehr häufig anzutreffenden Meinung, dass dieser in inhomogenen Netzen (Einspeisung in einem Strang und gleichzeitig Last in einem anderen Strang) nicht wirksam sei. Obwohl bereits 2014 der FNN zum Einsatz von RONT einen technischen Hinweis für Netzplaner erarbeitet hat, existieren solche <b>Wissenslücken, die am Ende zu ineffizienten Netzstrukturen und nachteiligen Auswirkungen auf den Q-Austausch</b> führen können.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mit dem Begriff <b>marktgestützte Beschaffung von Blindleistung</b> werden viele <b>unterschiedliche Assoziationen</b> hervorgerufen, die ihrerseits sehr unterschiedliche Merkmale, Vor- und Nachteile besitzen. Teilweise werden auch umfangreiche Änderungen an bestehenden Randbedingungen (z. B. Anreizregulierung, Solidarisierung von Netzentgelten usw.) mitgedacht bzw. auch nicht mitgedacht. Dies betrifft ebenso weitere Aspekte, wie z. B. Berücksichtigung von Netzrestriktionen, Art und Weise sowie Umfang der Zugriffsmöglichkeiten zu Q-Quellen sowie Spannungsregeleinrichtungen (z. B. HÖS-/HS-Regeltransformator) im Verantwortungsbereich bzw. Eigentum anderer Netzbetreiber. Infolgedessen wird von einigen Akteuren angeführt, dass die Grenzen der marktgestützten Beschaffung nicht ausreichend gesehen werden, während andere bemängeln, dass die Potenziale und Möglichkeiten nicht gesehen werden.</li> </ul>
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Mitarbeitenden in der Netzplanung müssen <b>stetig weiter qualifiziert</b> werden. Dabei sollten die <b>Erfahrungen aus der betrieblichen Praxis</b> stärker berücksichtigt werden.</li> <li>• Es sollten <b>verstärkt Feldtests</b> durchgeführt werden, um mehr Erfahrungen über das Anlagen- und Systemverhalten zu erhalten.</li> </ul>
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In dem FNN-Hinweis <b>Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb</b> werden die verfügbaren Lösungen und Erfahrungen von NB beschrieben, die den RONT bereits einsetzen.</li> </ul>
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Know-How der NB muss kontinuierlich erweitert werden.</li> <li>• Es herrscht Bedarf für eine Austauschplattform.</li> </ul>

## 2.3 Ganzheitliches Spannungsregelungskonzept

In diesem Abschnitt werden die Fragestellungen G1 bis G4 behandelt:

- G1. Bedarf es überhaupt eines strukturierten, ganzheitlichen Spannungshaltungskonzeptes?
- G2. Welche Schnittstellen sind zu betrachten und zu beschreiben?
- G3. Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen müssen übergreifend geregelt werden?
- G4. Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen verbleiben in der Individualverantwortung des Anschlussnetzbetreibers?

### 2.3.1 [3]Übersicht und Einordnung der Thematik Spannungsregelung

Im Zuge der Netzdigitalisierung und Netzautomatisierung werden nach und nach digitale Technologien in die bestehende Netzinfrastruktur ergänzt, entweder unmittelbar in den Betriebsmitteln (z. B. RONT, Längsregler etc.) oder in einer IKT-Lösung. **Ziel ist die Ausschöpfung von Flexibilitätsoptionen** in einem elektrischen Energieversorgungssystem, das erzeugungsseitig auf EE beruht und daher nicht mehr dem klassischen Prinzip eines Lastfolgebetriebes unterliegt. Für Spannungshaltungsaspekte (z. B. Blindleistungsbereitstellung) gilt das in Analogie.

**Digitale Technologien** bieten die im Folgenden aufgeführten Mehrwerte. Allen gemeinsam ist, dass durch den Einsatz solcher Betriebsmittel bzw. Technologien die Spannungshaltung gewährleistet wird und gleichzeitig ein in der Regel sehr kostenintensiver, konventioneller Netzausbau wo möglich vermieden oder verzögert werden kann. Die ergänzenden digitalen Technologien ermöglichen in Abhängigkeit der Netzsituation und verfügbaren Technik eine **bessere Ausnutzung der installierten Netzbetriebsmittelkapazitäten**, sie stellen jedoch keine generelle Lösung für jegliche Netzsituation dar.

Mit dem neuen **Redispatch 2.0** basieren einige Netzführungsprozesse auf einem planwertbasierten Verfahren. Auf akute Netzengpässe wird dann nicht mehr mit unbilanzierendem Herunterregeln von Wind- und PV-Parks bis in den Echtzeitbereich hinein reagiert. Vielmehr wird auf einen prognosebasierten Netzengpass-Vermeidungsprozess gesetzt. Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 100 kW können in die Redispatchmaßnahmen eingebunden werden.

Die künftigen Möglichkeiten im Rahmen der **Umsetzung des § 14a EnWG** sollten ebenfalls beachtet werden. Danach müssen VNB denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung reduzierte Netzentgelte berechnen, wenn mit ihnen die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vereinbart wurde. Die Umsetzung des neugefassten § 14a EnWG wird derzeit durch die BNetzA geprüft und soll ab 1.1.2024 gelten.

Große Bedeutung wird das **intelligente Messsystem (iMSys) mit Steuerungsmöglichkeit** erlangen, damit können dann auch kleinere Erzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen steuerungstechnisch angesprochen werden. Voraussetzung für das gesamte Vorhaben ist ein größerer und besserer Datenbestand. So könnten die **Maßnahmen in Zukunft auch KI-gesteuert** ablaufen.

Neben dem Einbau der Messsysteme in Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bedarf es außerdem einem **standardmäßigen Einbau von Messtechnik in Ortsnetzstationen**. Diese Messdaten sind vor allem dann von größerer Bedeutung, wenn in der jeweiligen Ortsnetzstation Betriebsmittel zur Spannungsanpassung installiert sind (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren). Die Maßnahmen zur Spannungsanpassung können damit auf der Basis der in unmittelbarer Nähe erfassten Messwerte getroffen werden.

Eine moderne Messtechnik in Ortsnetzstationen erfasst eine Vielzahl von Größen, von denen die Folgenden relevant für die Spannungshaltung sind:

- Verkettete Spannungen
- Phasenspannungen
- Blind- und Scheinleistung
- Leistungsfaktoren

Im **Tarifanwendungsfall (TAF) 10** wird der Abruf von Netzzustandsdaten (aus iMSys) durch berechnigte Marktteilnehmer (z. B. Netzbetreiber) beschrieben. Der Anwendungsfall ist insbesondere vorgesehen, um den Netzbetreibern zu ermöglichen, den Zustand ihrer Netze zu beurteilen. So können die TAF-10-Messwerte entweder periodisch abgefragt oder beim Eintritt bestimmter Ereignisse an den Netzbetreiber gesendet werden (z. B. beim Über- oder Unterschreiten von Schwellwerten) Hierbei sind die möglichen Konsequenzen bezüglich der IT-Sicherheit zu berücksichtigen.

**Blindleistungskompensation ÜNB/VNB:** Die Kompensationsanlagen setzen Blindleistung ein, um einen Beitrag zur Spannungshaltung zu liefern. Über- oder Unterspannungen wird entgegengewirkt, indem durch einen zusätzlichen Blindstrom der Spannungsabfall über den Leitungen verändert wird. Die Kompensation sollte möglichst unmittelbar vor Ort erfolgen, um einen Transport von Blindleistung zu vermeiden. Blindleistung kann nur sinnvoll über begrenzte Entfernungen übertragen werden.

**Blindleistungsmanagement für HS, MS und (NS):** Ziel des Blindleistungsmanagements ist es, das bisher ungenutzte, freie Blindleistungspotenzial betrieblicher Kompensationsanlagen und dezentraler Erzeugungsanlagen zu nutzen, um die Blindleistungsänderungsfähigkeit der Verteilnetze zu erhöhen. So kann Blindleistung effizient eingesetzt werden, um die Spannungsabfälle auf Leitungen gezielt zu beeinflussen. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass faire, wettbewerbliche Prozesse zur Beschaffung der Blindleistung eingeführt werden. Grundsätzlich könnten hierzu auch Kompensationsanlagen und -managementsysteme von Netzkunden und

vereinzelt auch Lasten genutzt werden. Ein Mechanismus zur Einbindung weitere Blindleistungsquellen ist derzeit nicht etabliert.

**UW-Weitbereichsregelung:** Bei der Weitbereichsregelung wird die Mittelspannung des Trafos im Umspannwerk (UW) so geregelt, dass im gesamten unterlagerten Netz die Niederspannung im zulässigen Bereich liegt. Die Regelung wird über die Leitstelle und die Stationsautomatisierung im UW auf Grundlage der Spannungsmessdaten aus ausgewählten Ortsnetzstationen vorgenommen. Anders als bei der „konventionellen“ Regelung der Umspannanlage wird die Spannung im MS-Netz also nicht an der Umspannanlage selbst gemessen, sondern an vielen verteilten Punkten im MS-Netz. Hierdurch kann die Netzsituation besser beobachtet werden und damit auch die Stufenregelung in der Umspannanlage optimaler gesteuert werden. Neben den im MS-Netz verteilten Spannungsmesssystemen sind dazu noch weitere Betriebsmittel notwendig. So müssen die Spannungsmessdaten über ein geeignetes Kommunikationssystem zum UW übertragen werden (z. B. per Funk). Dort müssen diese Daten an eine entsprechende Steuerungseinheit übergeben werden, welche dann die entsprechenden Umschaltungen der Trafostufen bewirkt.

**RONT:** Regelbare Ortsnetztransformatoren können zur Behebung von Spannungsbandproblemen, zur Optimierung der Netztopologie sowie zur Unterstützung der Spannungshaltung eingesetzt werden. Ein RONT ermöglicht eine dynamische Spannungswertanpassung zwischen dem MS- und NS-Netz, wodurch diesen Netzebenen ein höheres nutzbares Spannungsband zur Verfügung steht. Niederspannungsseitig kann durch den Einsatz von RONT bis zu einem gewissen Grad auf den konventionellen Netzausbau verzichtet und mehr Strom aus regenerativen Energiequellen eingespeist werden.

**NS/MS-Längsregler:** Die Spannungsregler sind entlang eines Strangs positioniert, sodass Spannungsbandverletzungen vermieden werden können. Unabhängig von den Lastsituationen an den Ortsnetzstationen zwischen UW und Spannungsreglern bleibt die Spannung so innerhalb der zulässigen Grenzwerte. Die Spannungsregler werden an den Stellen im Netz positioniert, an denen die Spannung die zulässigen Grenzwerte über- oder unterschreitet (z. B. durch Einspeisung aus PV-Anlagen). Ein Vorteil der genannten Spannungsregler gegenüber den RONT ist der deutlich geringere Preis.

**Unterteilung der Spannungshaltung nach Anwendung und notwendigen Maßnahmen [3]:**

Spannungshaltung Statisch	Spannungshaltung Dynamisch (Spannungsstützung)
Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Normalbetrieb	Ermöglichung eines stabilen Weiterbetriebs im Störfall, z. B. bei Kurzschluss
Notwendige Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen</li> </ul>	Notwendige Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausreichend Kurzschlussleistung (am besten verteilt im System bereitgestellt).</li> </ul>

Spannungshaltung Statisch	Spannungshaltung Dynamisch (Spannungsstützung)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stufung von Transformatoren</li> <li>• Einsatz vom Blindleistungskompensationsanlagen</li> <li>• Einsatz von Spannungsreglern</li> </ul>	<p>So werden im Störfall keine zu großen Belastungen der Betriebsmittel hervorgerufen.)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Sichere Erfassung von Kurzschlüssen durch Schutzgeräte, transiente Stabilität el. Maschinen und möglichst lokal begrenzter Spannungseinbruch im Störfall gewährleistet.</li> </ul>

### 2.3.2 Allgemeines Spannungshaltungskonzept

In den **Verteilnetzen** sind zwei grundlegende Anforderungen festzustellen, die die Lösungsräume zur Spannungshaltung bzw. -regelung grundsätzlich beeinflussen. Bei den **Flächenverteilstrombetreibern** kommen überwiegend **Spannungsthemen durch veränderte und neu angeschlossene Erzeugungsanlagen** zum Tragen. Bei den **Stadtnetzbetreibern** sind es hingegen eher **Stromthemen**, bedingt durch **neue Lastanwendungen wie Wärmepumpen und Elektromobilität**, welche zur höheren Auslastung der Netzkapazitäten führen. In den städtischen Netzen kann meistens weiterhin mit den aktuellen festen **Einstellungsvorgaben am MS/NS-Transformator** gearbeitet werden. Ein NS- bzw. MS-Längsregler ist aufgrund der geringen Entfernungen wohl absehbar nicht erforderlich. Anders sieht dies in den ländlich geprägten Versorgungsgebieten mit hohem Einspeiseverhalten aus. Diese Netze können durch die Nutzung eines stellbaren **MS/NS-Reglers (RONT)** und eines NS- bzw. MS-Längsreglers ohne großen Netzausbau deutlich mehr elektrische Leistung durch EE aufnehmen.

Zukünftig sollte geprüft werden, ob die bisher bekannten und bereits **technisch möglichen Instrumente** durch weitere Möglichkeiten **ergänzt** werden sollten. Dazu zählt z. B. ein **aktives Blindleistungsmanagement im Verteil- bzw. im Niederspannungsnetz** mittels neuer und zukünftiger **zusätzlicher Sekundärtechnik (IKT)**, die weitere Netzintegration netzdienlicher Batteriespeicher mit Beitrag zur Spannungshaltung sowie eine normative **Erweiterung** der derzeit zulässigen **Spannungsbänder nach EN50160** von +/-10% auf z.B. +/- 15% ermöglicht. Ob zudem die zulässigen Spannungsbänder im MS- und HS-Bereich einheitlich abgestimmt werden können und sollten, wäre zu prüfen.

**Relevante Sonderkunden** (Verbraucher), mit deren Potential ebenfalls Einfluss auf die Spannungshaltung genommen werden kann, sollten in der **Netzplanung** ebenfalls verlässlich berücksichtigt werden können. Hierzu ist ein **regelmäßiger, standardisierter Informationsaustausch** zwischen den Sonderkunden und dem Netzbetreiber zu etablieren. Benötigte Informationen sind jegliche relevante Veränderungen der elektrisch angeschlossenen

Anlagen und deren Eigenschaften sowie zukünftig noch zu definierende **Prognosedaten** über das elektrotechnische Verhalten der Anlage, aber auch Anforderungen an deren **Steuerbarkeit** und deren Potenziale. Als Beispiel können hier **Batterieanlagen** wie auch **Blindleistungskompensationsanlagen** beim Sonderkunden genannt werden. Ähnliches gilt auch für Industriekunden mit deren bedeutenden Einfluss auf das Blindleistungsverhalten auf die Verteilnetze.

Bei **EE-Anlagen** sowie **Speicheranlagen** im Einspeiseverhalten sollte eine **durchgängige spannungsabhängige Regelung** entwickelt werden.

Die heute oft praktizierte statische Spannungsregelung in den Verteilnetzen ist mit einem **übergreifenden Spannungshaltungs-Management** zu ergänzen, welches die o.g. Mechanismen geeignet berücksichtigt und nutzt.

Im **Austausch** zwischen den **Verteilnetz- und Übertragungsnetzebenen** sind die individuellen Anforderungen an die Netzverknüpfungspunkte gemeinsam abzustimmen. Hierbei sind die folgenden Aspekte zu betrachten, **Integration der Steuerungsmöglichkeit** an den **HÖS/HS-Trafos** und klare Festlegung der technischen Anforderungen und Verantwortlichkeiten in Abhängigkeit der netzabhängigen Gegebenheiten. Der HÖS/HS-Transformator ist flexibel in das Q-Management-Konzept einzubeziehen, hierbei sind einseitige statische Sollwertvorgaben hinderlich. Durch die heute oft sehr verschiedenen Ansätze zur **Spannungshaltung** können **Wechselwirkungen** nicht ausgeschlossen werden. Hier sollte branchen-weite, möglichst einseitige standardisierte Grundsätze entwickelt werden. Hierbei ist zu prüfen, inwieweit eine lokale NS-, aber auch MS-Regelung durch die Transformatorenstufungen oder ein **aktives Q-Management** einen Mehrwert und positiven Beitrag auf die Übertragungsnetze sowie die **Systemstabilität** und **volkswirtschaftlichen Nutzen** haben.

Für den zukünftigen intensiven Informationsaustausch wird eine angemessene **IKT** zwischen den Verteilnetzbetreibern und den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern notwendig werden. Die Grundsätze und später die Standards - insbesondere die konkreten Anforderungen - hierzu sind gemeinschaftlich zu entwickeln.

Während die **Verteilnetzbetreiber** den Blindleistungsbedarf auf **Hoch- und Mittelspannungsebene** ausweisen liegt der Fokus der **Übertragungsnetzbetreiber** auf **systemischen Bedarfen** für das gesamte Verbundnetz. Nichtsdestotrotz wird **künftig** eine harmonisierte und spannungsebenenübergreifende Netzplanung für eine **gesamtheitliche Prognose des Netzbedarfes unumgänglich** sein. Dabei soll der Fokus auf einem abgestimmten Szenario für die Blindleistung liegen, damit unter anderem an der Schnittstelle zwischen Netzbetreibern das Verhalten der Nachbarnetze sachgerecht modelliert werden kann.

Aber nicht nur in der **Netzplanung**, sondern auch in der **Betriebsplanung** und später in der **Systemführung** wird die **Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB steigen**, wozu eine geeignete Regelung für den netzübergreifenden Blindleistungsaustausch entstehen muss. In diesem Zuge wird aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Integration der Strom- und Spannungsbewirtschaftung



notwendig sein, um sicherzustellen, dass bei jeder netz- und marktbezogenen Maßnahme eine möglichst hohe Effizienz erreicht wird. Zur Wahrung der Netzsicherheit im Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen darüber hinaus grundlegende Prinzipien wie die Sicherung von Blindleistungspotenzialen im (n-1)-Fall auch im Netz der Zukunft Anwendung finden.

Die gestiegene Anzahl an Akteuren und die Verflechtung von Strom und Spannung stellen eine erhebliche Herausforderung hinsichtlich **Digitalisierung, Automatisierung und Anwendung von Optimierungsalgorithmen** dar. Ein deutliches **Risiko** bei dieser erweiterten Vernetzung von Markt- und Netzteilnehmern ist der Ausbau der **IKT-Strukturen** im deutschen Netz. Vor diesem Hintergrund wird der zukünftigen Spannungshaltung ein buntes **Portfolio an Technologien** zur Verfügung stehen: von bekannten Blindleistungsquellen wie Synchrongeneratoren und regelbaren Transformatoren hin zu einer gestiegenen Anzahl an Kompensationsanlagen, Vollumrichtern (zum Beispiel EE, HGÜ, STATCOM) und flexiblen Lasten und Großverbrauchern. Wie das Netzverhalten all dieser Quellen geregelt wird, muss sowohl für den ungestörten als auch für den gestörten Netzbetrieb definiert werden.

Die Ermittlung eines für das **Gesamtsystem optimalen Spannungshaltungskonzeptes** setzt die **gegenseitige Bereitstellung von Blindleistung** aus Betriebsmitteln oder **Regelstrategien** voraus. Nur wenn die Spannungshaltung (Einhaltung von Spannungsgrenzwerten in den Netzen) berücksichtigt und einbezogen wird, ergeben sich weitere Potenziale bei der Blindleistungsbereitstellung, weil diese Bereitstellung immer eine lokale Wirkung auf die Spannung hat. Wesentliche Möglichkeiten im Sinne eines ganzheitlichen Spannungshaltungskonzeptes sind dabei:

- Stufensteller HöS-/HS-Transformatoren inkl. Zugriffsmöglichkeiten (close-loop-Einbindung) grundsätzlich für den Netzbetreiber, auf dessen Netz (bzw. dessen Betriebsspannung) Einfluss genommen wird
- Nutzung von stellbarem Blindleistungspotenzial aus dem Verteilnetz für das Gesamtsystem
  - Potenzial aus VNB-eigenen Quellen
  - Potenzial aus am Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern bzw. Speichern

Die möglichen Potenziale sind im Rahmen der AG-Sitzungen der Roadmap Systemstabilität ausführlich beschrieben und eingeordnet. Die Potenziale sind entsprechend den Ausbauzielen auch hinsichtlich Spannungshaltung weiterzuentwickeln. Dieser Punkt ist in den Netzentwicklungsplänen künftig stärker zu berücksichtigen im Sinne einer gemeinsamen Lösung und regionalen bzw. lokalen Anforderungen.

Der Anschlussnetzbetreiber kann innerhalb fester Grenzen (Parametersatz mit standardisiert festgelegten Wahlmöglichkeiten) die **Einstellungen zum Abruf von Wirk- und Blindleistung** festlegen. Diese Parametrierung soll netzzustandsorientiert möglich sein.

**Anforderung: Konzept muss dauerhaft technisch sicher, zuverlässig, manipulationssicher, überprüfbar (nachweisbar) sein.**

Für die **Kommunikation** zwischen vor- und nachgelagertem Netzbetreiber kann auf die vorhandenen, **sicheren Strukturen** zurückgegriffen werden. Allerdings ist eine Erweiterung für eine automatisierte Kommunikation unter Berücksichtigung der Anforderungen innerhalb der kritischen Infrastruktur erforderlich.

Die **Automatisierung im Übertragungs- und Verteilnetz** muss **steigen**, um eine **langfristige Beherrschbarkeit der Prozesse** zu gewährleisten. Dabei ist der spannungsabhängige Automatisierungsgrad (HÖS/HS eher höher, MS und insbesondere NS eher weniger) zu berücksichtigen.

#### ***Vorgaben aus Netzanschlussregeln:***

In den TAR des VDE FNN sind für am Netz angeschlossene Anlagen bereits verschiedene Mindestanforderungen und Verfahren für den Beitrag zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung beschrieben.

- VDE-AR-N 4130 (TAR HÖS): Anforderungen an die Blindleistungsbreitstellung und Spannungsregelung
- VDE-AR-N 4120 (TAR HS): Anforderungen an die Blindleistungsbreitstellung incl. spannungsabhängiger Verfahren
- VDE-AR-N 4141-1: Zusammenarbeit ÜNB/VNB - Anforderungen an die gegenseitige Bereitstellung (siehe auch EU-Network-Code DCC)
- VDE-AR-N 4141-2: Zusammenarbeit zwischen VNB - Anforderungen an die gegenseitige Bereitstellung

#### ***Regulatorische Rahmenbedingungen:***

Es wurden zahlreiche technische, prozessuale Optionen zur Spannungshaltung aufgezeigt. Jede diese Möglichkeiten beeinflusst immer einen Blindleistungsaustausch und oft sogar eine Wirkleistungsabgabe bzw. -austausch. Neben den normativen und standardisierten automatisierten Beiträgen, die als Systembeitrag an das Stromnetz anzusehen sind, gibt es auch die Anforderung und die Möglichkeiten über die festgelegten und akzeptierten Grenzwerte hinaus einen Blindleistungsaustausch zu machen.

Technische und prozessuale Investitions- und Betriebskosten können grundsätzlich im Regulierungsrahmen abgebildet werden. Hier ist darauf zu achten, dass dies auch für weitere, neue und zusätzliche Investitionen gilt.

Problematischer wird dies beim aktiven Energieaustausch (Blindleistung) und die mittelbare Beeinflussung von Wirkleistungsflüssen. Grundsätzlich sollten die finanziellen Aufwendungen für den Energieaustausch, die über den üblichen Standard (z.B. grundsätzliche  $\cos\phi$ -Regelung)

hinausgeht schadlosgestellt werden. Dies könnte entweder durch einen finanziellen Ausgleich durch den Anforderer der Energie geschehen oder alternativ durch eine Anerkennung im Rahmen der Regulierung. Hierbei ist auf die richtige Kostenallokation zu achten, dass auch alle profitierenden Nutzer z.B. über Netzentgelte beim ÜNB oder VNB, die Kosten tragen.

### 3 Forschungsfragen

#### 3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG2

Die vielfältigen Aspekte der Stabilität im Bereich der Spannung befinden sich in unterschiedlichen Erkenntnisphären. In Kapitel 2 wurden die Fragestellungen beschrieben, bei denen die Herausforderungen und Handlungsbedarfe bereits ersichtlich sind und die teilweise bereits in bestehende Prozessstrukturen eingebettet sind bzw. eingebettet werden können. Die Aspekte, zu denen im Rahmen der Arbeitsgruppe ein Bedarf an wissenschaftlicher Untersuchung identifiziert wurde, sind im Folgenden als Forschungsfragen aufgelistet:

- „Szenario / Abbildung der worst-cases“ zur Bestimmung dynamischen Bedarfe: Wie kann die Grundgesamtheit möglicher kritischer Fälle abgebildet werden?
  - Identifikation der kritischen und bedarfsdimensionierenden Fälle
- Betriebsweise unter Berücksichtigung von Unsicherheiten
  - Mit welchen Anlagen/Potentialen werden die Anforderungen zur dynamischen Spannungshaltung für unterschiedliche Zeithorizonte (day ahead / week ahead / Planung in 1...5...10 Jahren) erfüllt?
  - Welche Unsicherheiten bestehen in den o.g. Zeithorizonten (Szenario, Verfügbarkeit von Anlagen, Last- und Erzeugungsmuster etc.)
  - Berücksichtigung von betrieblichen Freiheiten
  - Wie groß müssen Reserven dimensioniert werden
  - Wie sollten Anlagen/Potentiale betrieblich/planerisch eingesetzt werden?
- Auswirkungen der zeitlichen Auflösung von Marktsimulationen auf „Stundenwechsel“ / Abgleich mit Realität
- Für welche Fälle (Auslöser s.o.) sind RMS oder sogar Electromagnetic-Transient-Simulationen (EMT) erforderlich? Inwiefern können stationäre Analysen ausreichend sein, um Ergebnisse in ausreichender Qualität zu erzielen?
- Können reale Störfälle analysiert werden (EMT oder RMS), um daraus Erkenntnisse zum Systemverhalten und ggf. Anforderungen für die dynamische Blindleistung ableiten zu können (Dieser Punkt könnte unter Umständen auch in einen Stakeholderprozess münden)

#### 3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung

Das 7. Energieforschungsprogramm (EFP) der Bundesregierung adressiert im Bereich der Stromnetze Fragen der Systemstabilität in mehreren Dimensionen. So werden im Rahmen des Programms zum Beispiel bestehende **Betriebsmittel** in der angewandten Forschung weiterentwickelt und neue Betriebsmittel **zur Verbesserung der Systemeigenschaften wie der Netzstabilität** ausgearbeitet. Weiterhin zielen Forschungsvorhaben im 7. EFP auf die (Weiter-) Entwicklung **innovativer Netzbetriebsmittel** ab, welche zu einem sicheren und kostengünstigen Netzbetrieb beitragen und zugleich die Steigerung der Netzkapazität sowie die Verfügbarkeit und

Zuverlässigkeit der Versorgung ermöglichen können. Um beispielsweise die Netzdienlichkeit und **netzbildendes Verhalten von Stromrichtern** zu gewährleisten, adressiert die angewandte Energieforschungsförderung Technologien zur Erhöhung der Verfügbarkeit und Effizienz, zur Reduzierung der Kosten von Komponenten und des Gesamtsystems.

**Schutz- und Leittechnik** in zukünftigen dezentralen Versorgungsstrukturen müssen jederzeit einen sicheren Netzzustand gewährleisten, Fehlersituationen zuverlässig erkennen und beherrschen. Dazu bedarf es der Erforschung neuartiger Verfahren und Komponenten, um die heute geltenden Anforderungen an Selektivität, Zuverlässigkeit und Schnelligkeit weiterhin zu erfüllen. Zudem sind Verfahren zum **Notfallbetrieb und Systemwiederaufbau** unter Einbeziehung verteilter Erzeuger auf unterschiedlichen Spannungsebenen im Fokus der Forschung und Entwicklung. Von besonderer Bedeutung ist die Ertüchtigung der volatilen erneuerbaren Erzeuger hin zu systemstabilisierendem Verhalten. Die Erschließung von **Flexibilität im Netz** verlangt eine verbesserte Netzintegration sowie passende Konzepte zur Erbringung von **Systemdienstleistungen**.

Systemdienstleistungen bei einer hohen EE-Durchdringung sind der Hauptfokus der Roadmap Systemstabilität. Diese werden in vielen der geförderten Vorhaben in der Energieforschung adressiert:

- Bei der Frequenzhaltung werden zum Beispiel Fragen der Koordination und Erschließung von virtueller Schwungmasse und Momentanreserve betrachtet. Auch die Beherrschung von System Split und von Variationen im regulären Betrieb stehen im Fokus.
- Was die Spannungshaltung- und qualität angeht steht vor allen Dingen die Bereitstellung von Blindleistung im Vordergrund von Projekten. Dabei werden zum Beispiel das dynamische Blindleistungsverhalten von Anlagen aber auch die spannungsebenenübergreifende Bereitstellung genauer untersucht.
- Darüber hinaus geht es in Forschungsprojekten auch um die Kurzschlussstrombereitstellung und um Netzschutzkonzepte im Allgemeinen.
- Weiterhin mit Förderung adressiert wird die Erforschung von Komponenten und Regelstrategien für netzbildende Anlagen. Schließlich gilt es den komplexen Prozess des Netzwiederaufbaus (NWA) bei hoher Durchdringung der untergelagerten Spannungsebenen mit Erneuerbaren Energien zu untersuchen sowie darüber hinaus möglichst automatisierte Prozesse für den NWA zu definieren und die Resynchronisation von Inselnetzen zu erproben. In der Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung im Rahmen der Energieforschungsförderung liegt nun und in Zukunft ein Fokus auf Abstimmungsprozesse zwischen Netzbetreibern, die Nutzung der HGÜs für Systemdienstleistungen sowie auf Betriebsführungskonzepte mit kurativen Maßnahmen für eine höhere Auslastung des Netzes und letztlich hin zu einem weitestgehend automatisierten Netzbetrieb auch auf nachgelagerten Spannungsebenen.

Auch in Zukunft werden diese Themen durch das Energieforschungsprogramm und nachgelagerte Förderbekanntmachungen oder dedizierte Förderaufrufe (z.B. OptiNetD in 2023) adressiert.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über aktuell geförderte Forschungsvorhaben im Bereich der Spannung:

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
disrupsys	01.08.2021- 31.07.2024	1.308.730 €	Amprion; TU Ilmenau; Uni Rostock ; TU Hamburg	<p><b>Disruptive Funktionen und Technologie für den winkelbasierten Verbundnetzbetrieb in Umrichter-dominierten Energiesystemen mit überwiegend regenerativer Einspeisung</b></p> <p>Im Fokus dieses Vorhabens steht die Entwicklung von Regelungsalgorithmen für spannungseinprägende Umrichter im Transportnetz, um ein netzbildendes Betriebsmittel zu erhalten. Diese Umrichter bewirken eine sofortige Leistungsflussänderung an ihrem Netzverknüpfungspunkt. Dieses winkelgeregelte Stromnetz erlaubt einen stabilen Netzbetrieb bei gleichzeitig besserer Ausnutzung der Umrichter-Technologie. Durch die Winkelregelung werden neuartige Konzepte hinsichtlich Netzschutzes, Stabilität und Bereitstellung von SDL sowie die Funktionalität von Netzleittechniksystemen und der Aufbau einer Schnittstelle zu einer anderen Energieträgerinfrastruktur (hier H2) erarbeitet. Ausgangspunkt sind heute funktional bekannte Basistechnologien aus den Anwendungsdomänen Umrichter, Speicher und Netzleittechnik. Diese sollen durch ein neues Netzregelungsverfahren so nutzbar gemacht werden, dass eine effektivere Ausnutzung der technischen Funktionen eines mit diesen Technologien ausgestatteten elektrischen Netzes erfolgen kann. Die Arbeitsschwerpunkte umfassen Netzmodellierung, Aufbau einer Simulationsumgebung, deren Validierung, die Entwicklung von Regelungsalgorithmen sowie die Erprobung des prototypischen Aufbaus in einem Echtzeitdemonstrators. Folgende Vorteile werden erwartet: - Funktionsentwicklung in der Netzleittechnik, um ein elektr. Verbundnetz mit Winkelregelung zu betreiben und dabei spannungseinprägende Umrichter optimal einzubinden</p>
flexQgrid	01.11.2019- 31.03.2023	5.236.151 €	Netze BW; BlockInfinity; Entelios; Fichtner IT Consulting; FZI	<p><b>Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzeptes zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz</b></p> <p>Das Projekt flexQgrid soll einen wesentlichen Beitrag sowohl zur Realisierung der</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
			Forschungszentrum Informatik; KIT; PSI Software; Uni Stuttgart	<p>Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz als auch zur Flexibilitätsbereitstellung für vorgelagerte Spannungsebenen leisten.</p> <p>Im Projekt flexQgrid werden die im Projekt grid-control erarbeiteten Ansätze für ein quotenbasiertes Netzampelkonzept weiterentwickelt und erprobt. Mit einer Intraday-Umsetzung des Ansatzes sowie der Etablierung eines Sekundärhandels von Quoten kann weiteres Effizienzpotential hinsichtlich der Flexibilitätsnutzung gehoben werden. Weiterhin werden zur Stützung der vorgelagerten Spannungsebenen - übergreifende Ansätze für die Blind- und Wirkleistungsbereitstellung und deren Einbindung in das quotenbasierte Netzampelkonzept untersucht. Wesentlich ist die Bereitschaft der Anlagenbetreiber (Privatpersonen und Marktparteien) zur Bereitstellung von Flexibilität. Daher werden entsprechende Anreize für eine Flexibilitätsbereitstellung untersucht und betroffene Akteure miteinbezogen. Außerdem werden die Vereinbarkeit des Quotenmodells mit dem rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmen geprüft und Anpassungsoptionen erarbeitet. Weiterhin wird das Netzampelkonzept in die Netzführung und Leitsystemumgebung eingebunden, indem die entsprechenden Funktionalitäten zur Engpassprognose und Quotenberechnung sowie eine Visualisierung der Ampelphasen und Flexibilitätspotentiale im Leitsystem implementiert werden.</p> <p>Zudem wird für die Steuerung der Anlagen durch den Netzbetreiber ein dezentrales Netzautomatisierungssystem für die Mittel- und Niederspannungsebene weiterentwickelt und an die Leitsystemumgebung angebunden.</p> <p>Im Rahmen eines Feldtests werden die entwickelten Lösungen erprobt. Dabei soll auf der Infrastruktur intelligenter Messsysteme aufgebaut werden. Neben Batteriespeichern und Stromerzeugungsanlagen sollen sektorkoppelnde Flexibilitätsoptionen (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) sowie weitere flexible</p>



Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>Verbraucher integriert werden. Um eine zuverlässige Flexibilitätsbereitstellung zu gewährleisten, wird das dynamische Verhalten der entsprechenden Anlagen im Rahmen von Simulationen und Labortests untersucht.</p> <p>Auf Basis der erzielten Erkenntnisse werden Handlungsempfehlungen erarbeitet und eine Roadmap mit den erforderlichen Schritten für einen Einsatz des quotenbasierten Netzampelkonzeptes erstellt.</p>
HYBKomp	01.09.2017- 30.06.2022	2.306.514 €	TU Dortmund; Uni Erlangen- Nürnberg; Stadtwerke Haßfurt; Fraunhofer UMSICHT; ETC; KAUTZ; Consolinno; SWW Wunsiedel,	<p><b>Hybrid-Kompensator für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen</b></p> <p>Ziel des Vorhabens ist die Erforschung und der Entwurf eines neuartigen, multifunktionalen Hybrid-Kompensators zur Erbringung von Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen, der Aufbau eines Funktionsmusters sowie dessen Erprobung im realen Netzbetrieb eines Verteilnetzbetreibers. Als intelligentes Betriebsmittel, bestehend aus Umrichter, Speichersystem sowie Steuer- und Kommunikationseinrichtungen, soll der Hybrid-Kompensator mehrere Systemdienstleistungen in einer einzigen Anlage vereinen. Hierzu zählt einerseits die Verbesserung der Erdschlussstromkompensation in Verteilnetzen mit Resonanzsternpunktterdung, insbesondere unter Berücksichtigung neuer Anforderungen wie der Kompensation höherfrequenter Harmonischer und Wirkstromanteile. Andererseits soll der Hybrid-Kompensator das Netz durch Einspeicherung von Energie zu Zeiten eines hohen Angebots regenerativer Einspeisung sowie Rückspeisung von Energie in das Netz bei geringem Angebot stabilisieren. Weiterhin sollen durch Oberschwindungsreduktion und Blindleistungskompensation bestehende Netzbetriebsmittel entlastet werden.</p>
LEITNING	01.04.202.- 31.03.2024	3.517.461 €	Infineon Technologies; SWW Wunsiedel, Freqcon; Fraunhofer IEE; HS Bonn-	<p><b>Leistungswandler für die robuste und zuverlässige Energieversorgung durch Integration 'grüner' Generatoren</b></p> <p>Im Vorhaben soll ein neuartiger Batterie-Wechselrichter mit hoher Massen-Leistungsdichte erforscht und im Feld getestet werden, der es ermöglicht, ein</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
			Rhein-Sieg; SUMIDA Components & Modules	<p>hoch-verfügbares und modulares Wechselstrom-Netz sowie netzstützende Funktionen mit Hilfe von fortschrittlichen Schaltungstopologien auf Basis von innovativen SiC MOSFET Leistungsmodulen, magnetischen Bauteilen und Regelungsstrategien bereitzustellen. Der Betrieb mit einer Schaltfrequenz von bis zu 200 kHz im Leistungsbereich von 200 kW soll zu einer massiven Material-, Gewichts- und Kostenersparnis im Vergleich zu den heute kommerziell verfügbaren Wechselrichter-Lösungen führen. Dabei wird technologieübergreifende Forschung auf den Gebieten der Wechselrichtersysteme, der Halbleitertechnik, der passiven Bauelemente (Induktivitäten) sowie der Systemintegration betrieben. Nur über die abgestimmte Co-Optimierung dieser Gewerke können die Projektziele erreicht werden, die ein weltweites wissenschaftliches und technologisches Alleinstellungsmerkmal darstellen. Durch die Einbindung des Netzbetreibers SWW und die geplante einjährige Testphase ist ein idealer Anwendungsbezug sichergestellt, der das Studium des Netzbetriebs sowie die praxisbezogene Bewertung des Systems und seiner Komponenten als wesentlichen Baustein einer modernen Stromübertragung und -verteilung im deutschen Stromnetz der Zukunft erlaubt. Somit können die zu erwartenden positiven Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Netzauslegung realitätsnah validiert werden.</p> <p>Konkrete Zielanwendungen für die kompakte Hochleistungs-Wechselrichter-Netzbetriebsmittelplattform, jeweils unter Einbeziehung lokal verfügbarer erneuerbarer Energiequellen, sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Leistungsflussoptimierung, Stabilisierung und Stützung schwacher Netze</li> <li>- Schnelle Erkennung und Durchfahren von Netzfehlern</li> <li>- Bereitstellung der Stromversorgung bei systembedingter schwankender Versorgung durch dezentrale Erzeugungseinheiten</li> <li>- Notstromversorgung sensibler Bereiche und kritischer Lasten bei Netzfehlern und</li> </ul>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				Netzausfällen (z.B. Mobilfunkstationen oder Wasserversorgung) - Inselnetzbildung von Teilnetzen mit anschließender Re-Synchronisierung mit dem Verbundnetz.
Linda 2.0	01.02.2021- 31.01.2024	2.321.531 €	HS Augsburg; TU München, LEW Verteilnetz; LEW Wasserkraft; KIMA; AVS; Zweck-verband Landeswasser-versorgung	<p><b>Lokale (teil-) automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen</b></p> <p>Die wesentlichen Ziele des Gesamtvorhabens sind zum einen das im Vorgängervorhaben LINDA (FKZ 0325816A-H) entwickelte LINDA-Konzept so zu (teil-) automatisieren, dass im Krisenfall eine Notversorgung kritischer Infrastrukturen mit deutlich reduziertem Personaleinsatz möglich ist, sowie zum anderen die Erkenntnisse des Vorgängervorhabens auf weitere Konstellationen von dezentralen Erzeugungsanlagen und kritischen Infrastrukturen zu übertragen. Für einen flächendeckenden Einsatz des in LINDA entwickelten Inselnetz-Notversorgungskonzepts ist ein höherer Automatisierungsgrad und eine breitere Datenbasis hinsichtlich des realen Verhaltens von Verteilnetzen und kritischen Infrastrukturen beim Netzwiederaufbau, bzw. in einer Inselnetzversorgung, erforderlich. So sollen ein Konzept für eine optimierte Spannungshaltung entwickelt und Erkenntnisse hinsichtlich des Verhaltens von Verbundnetzen im erweiterten Frequenzbereich gewonnen werden. Zusätzlich wird ein Versorgungskonzept mit einem Batteriespeicher und einem Dieselaggregat („Hybridsystem“) entworfen, das selbst bei Unkenntnis über die Erzeugung aus dezentralen Anlagen und Last einen stabilen und sicheren Betrieb ermöglicht. Die gefundenen Lösungsansätze werden während des Vorhabens in mehreren Feldversuchen exemplarisch erprobt.</p> <p>Das Vorhaben wird durch die assoziierten Partner Obere Donau Kraftwerke AG, Universitäts-klinikum Leipzig und MTU Onsite Energy GmbH unterstützt.</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
Netzregelung 2.0	01.12.2017- 31.08.2022	8.723.409 €	Fraunhofer IEE; TU Braunschweig; Uni Kassel, SMA; VDE; DERlab	<p><b>Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz</b></p> <p>Die elektrische Energieversorgung und damit auch die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind.</p> <p>Das Projekt "Netzregelung 2.0" soll nachweisen, dass das elektrische Verbundsystem und im Störfall auch elektrisch getrennte Teile davon auch mit sehr hohen Stromrichteranteilen durch geeignete Regelungsverfahren stabil betrieben werden kann. Dabei steht die Vorbereitung einer konkreten Umsetzung im deutschen Teil des zentraleuropäischen Verbundnetzes im Vordergrund. Um die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems zu gewährleisten, können Stromrichtersysteme teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen. Diese Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden. Die notwendige Verteilung dieser Stromrichter mit zusätzlichen Eigenschaften auf die unterschiedlichen Erzeugungsarten (Wind, PV, etc.), HGÜ und Speicher, die bedarfsgerechte und optimierte Verteilung auf die einzelnen Spannungsebenen, die genaue regelungstechnische Implementierung in Simulation und Prüfstandversuch, die Risikobetrachtung, die Aufwands-Nutzen-Analyse und zuletzt die richtige Einführungsstrategie, sollen im Projekt " Netzregelung 2.0" wissenschaftlich erforscht werden.</p>
Q-Integral	01.04.2019- 30.09.2022	1.651.718 €	TU Braunschweig, Fraunhofer ISE; HS Regensburg; KBR	<p><b>Aktives Blindleistungsmanagement mit dynamischen Blindleistungsquellen an der Schnittstelle Verteilungsnetz und Übertragungsnetz</b></p> <p>Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien führt zu einer Verdrängung der</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
			Kompensations- anlagenbau	<p>Großkraftwerke, wodurch die herkömmlichen Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz entfallen. Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs muss daher künftig mehr Blindleistung aus dem Verteilnetz (VN) bereitgestellt werden. Dazu werden im VN steuerbare und wirtschaftlich konkurrenzfähige Blindleistungsquellen benötigt.</p> <p>In diesem Vorhaben sollen daher optimierte Regelstrategien für ein Blindleistungsmanagement entwickelt werden, welches vorhandene Blindleistungsquellen einbinden und spannungsübergreifend zur Verfügung stellen kann. Des Weiteren soll die Blindleistungsdynamik und deren Einfluss auf das Stromnetz sowie bestehende Schutzkonzepte untersucht werden. Daraus sollen Handlungsempfehlungen für die optimale Ansteuerung der Blindstromquellen sowie die mögliche Anpassung von Schutzkonzepten abgeleitet werden. Darüber hinaus soll das entwickelte Blindleistungsmanagement in die Netzplanung integriert werden, indem der Blindleistungsbedarf ermittelt und der optimale Einsatz von bestehenden Blindleistungsquellen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht bestimmt wird.</p>
Q-Real (Folge- projekt Q- Integral)	01.01.2023- 31.12.2025	2.236.560 €	s.o.	<p><b>Reale Erprobung eines Blindleistungsabrufs bei Industriebetrieben unter Berücksichtigung von betriebsinternen Netzrestriktionen</b></p> <p>Ziel des Vorhabens ist die Weiterentwicklung des Blindleistungsmanagements unter Berücksichtigung des stationären, quasistationären und quasidynamischen Blindleistungsbedarfs der verschiedenen Netzebenen sowie die Sicherstellung der fortlaufenden Adaptivität entsprechender Konzepte.</p>
REgions	01.10.2019- 31.12.2022	422.903 €	Fraunhofer IEE	<p><b>Methoden und Märkte für die regionale, interregionale und europaweite Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Energieregionen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien</b></p> <p>REgions verfolgt als Ziel, die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien (RES) auf mehreren Ebenen des Energiesystems weiter zu ermöglichen: auf</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>regionalen, interregionalen und europäischen Märkten. Die RES sind meist mit dem Netz in niedrigen Spannungsebenen verbunden und können bei intelligentem Betrieb zur Stabilisierung des regionalen Netzes beitragen. Darüber hinaus können RES auch zur Stabilität der übergeordneten Netze beitragen, z.B. durch eine intelligente Neuterminierung ihrer Ausgleichsangebote im Falle eines Re-Dispatches. REgions untersucht, wie erneuerbare Energien die Stabilisierung des Energiesystems unterstützen können, indem sie die virtuellen Kraftwerke (VPPs) verbessern, um auch regionale und interregionale Dienste einzubeziehen und die Marktbeteiligung weiter zu verbessern. Daher wird die gesamte Werkzeugkette der VPP in dem Projekt sowie das Zusammenspiel der verschiedenen VPPs auf regionaler und interregionaler Ebene verbessert: Vorhersage der PV, Preisprognosen (Intraday, Ungleichgewicht, Redispatch) sowie die Wahrscheinlichkeit von Netzgenauigkeiten (Redispatch, Congestion, Spannung, Balance).</p>
SPANNEN D	01.01.2022- 31.12.2024	1.877.534 €	Emsys grid services; 50 Hertz; Fraunhofer IEE; Uni Kassel, TU Ilmenau ; Avacon Netz	<p><b>Spannungskoordination unter Nutzung von Blindleistung zwischen Netzbetreibern Digital</b></p> <p>Wesentliches Ziel des beantragten Gesamtvorhabens ist die Entwicklung und Erprobung einer einheitlichen, robusten und interoperablen Methode zur Nutzbarmachung von Blindleistungspotenzialen aus dem Verteilnetz für eine verlässliche Integration in die Übertragungsnetzführungsprozesse. Hierzu sollen mögliche Lösungsansätze evaluiert und in Feldtests umgesetzt werden. Auf Basis bereits durchgeführter Projekte und Umsetzungen bzgl. Blindleistungsoptimierung und -bereitstellung sollen, in Absprache mit den beteiligten Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern (VNB &amp; ÜNB), standardisierte Methoden, inklusive Umsetzungs- bzw. Implementierungsrichtlinien, entwickelt und realisiert werden. Die Blindleistungsoptimierung soll direkt mit der Redispatchdimensionierung abgeglichen und in eine Redispatch2.0-Plattform integriert werden. Somit kann</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>eine Gesamtsystemoptimierung durchgeführt werden. Durch den Einsatz von Blindleistung lassen sich Optimierungspotenziale bzgl. der Redispatchdimensionierung heben, so dass der Einsatz von Redispatchmaßnahmen minimiert werden kann, was zu direkten Kostenersparnissen führt. Die somit bestimmte, und für den ÜNB zur Verfügung stehende, Blindleistungsflexibilität kann dann über die Redispatchplattform einheitlich angeboten werden.</p>
U-Quality	01.04.2019- 30.09.2022	2.304.319 €	TU Braunschweig ; RWTH Aachen ; TU München ; FHG (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft); RPT Ruhstrat Power Technology	<p><b>Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung</b></p> <p>Der Verbund „U-Quality“ untersucht und erarbeitet Maßnahmen zur Spannungshaltung und deren Wechselwirkung für zukünftige Netznutzungsfälle. Dabei untersuchen die beteiligten Partner (TU Braunschweig, RWTH Aachen, TU München, FGH e.V. Eisenmann Thermal Solutions), welchen Einfluss der Wandel der Netznutzungsfälle auf die Spannungsqualität in Verteilnetzen haben und welche Komponenten, Technologien und Verfahren einen Beitrag zur Sicherstellung derselben leisten können. Darüber hinaus werden die Verfahren und Komponenten derart angepasst und weiterentwickelt, dass sie die Spannungsqualität nicht nur hinsichtlich der statischen Spannungshaltung, sondern u. a. auch hinsichtlich Asymmetrie, Flicker und Oberschwingungen verbessern. Dabei werden sowohl Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber und Hersteller, sowie für die zukünftige Überarbeitung von Normen, Anwendungsregeln und Prüfvorschriften erarbeitet. Es ist ein dreistufiges Vorgehen mit Simulationen, Laborversuchen und Feldtests geplant.</p>

## 4 Transformationspfad

**Übergang zu Prozessen.** Der Transformationspfad besteht aus Prozessen, die zur Umsetzung der Handlungsbedarfe eines Themenfeldes benötigt werden. In Abbildung 4-1 werden die identifizierten Fragestellungen mit den auf Grundlage der in Kapitel 2 und 3 identifizierten Fragestellungen abgeleiteten Prozesse der Roadmap Systemstabilität in Verbindung gestellt. Die Prozesse selbst werden in der Roadmap Systemstabilität beschrieben. Folgende Prozesse wurden identifiziert:

### **Verbindende Prozesse der Systemstabilität:**

- V1 Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems in einem Branchenprozess
- V2 Anpassung und Klarstellung von Haftungsfragen und Kostenanerkennung für erweiterte Fähigkeiten und Investitionen von Netzbetreibern zur Wahrung der Systemstabilität
- V3 Transparente Ausweisung der Bedarfe und Prüfung einer gemeinsamen Bedarfsausweisung und dessen Etablierung über alle Themenfelder hinweg, insbesondere auf ÜNB-Ebene
- V4 Strukturierte Beschaffung der Systembedarfe. Bedarfsgerecht über Mindestanforderungen, Märkte oder VINK
- V5 Monitoring von Anlagenfähigkeit und Ermöglichung eines sinnvollen Zugriffs auf Anlagenfähigkeiten
- V6 Prozessdigitalisierung
- V7 Weiterentwicklung Stabilitätsanalysen und DSA-Systeme
- V8 Stützung des Systems durch „alle“ Netznutzer
- V9 Ermöglichung netzbildender Eigenschaften im Verteilnetz
- V10 Begleitende Studien und Forschungsbedarf

### **Stabilitätsprozesse Spannung:**

- S1 Ausweitung der betrachteten Fehlerfälle für „worst-case“ insb. bei System-Split inkl. Prüfung Stützjahre und Netznutzungsfälle
- S2 Etablierung eines einheitlichen Vorgehens zur SDL-Bedarfsbestimmung auf VNB-Ebene im Rahmen der Netzausbaupläne
- S3 Dauerhaftes Austauschformat an Schnittstellen ÜNB/VNB und VNB/VNB für Planung
- S4 Einführung Beschaffungskonzept nach §12h EnWG, das u.a. NB-Austausch adressiert inkl. „Weiterverrechnung“
- S5 Beobachtbarkeit in Verteilnetzen steigern
- S6 Prozess zur automatisierten Aufruf-Verfahren/Koordination für den Blindleistungsaustausch an der Schnittstelle NB-NB
- S7 Erarbeitung von weiteren Letztmaßnahmen zur Vermeidung Spannungskollaps (Systemschutzplan, Umsetzung NC ER, Pendant im VN)
- S8 Weiterentwicklung TAR insbesondere auch hinsichtlich Kommunikationsanforderungen, Staffelung nach Netzebenen



Die Zusammenführung der Transformationspfade aller Themenfelder wiederum bildet das Fundament für die Roadmap, die den Fahrplan zur Erreichung des sicheren und robusten Betriebs des Stromnetzes mit 100% EE aufzeigt.

		Prozesse																		
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	
Frageste	D1	Was sind relevante Vorgänge und bedarfsdimensionierende Fälle? Inwiefern werden diese Fälle (oder hier Auslöser) als relevant bewertet? Werden sie bereits in vorhandenen Prozessen quantifiziert?			X							X								
	D2	Ist die derzeit angewendete Szenariendefinition geeignet genug, um den "worst-case" abzubilden? Wie können die zu untersuchenden Netznutzungsfälle (NNF) alternativ erstellt werden (deterministisch/(pseudo-) probabilistisch)?			X							X								
	D3	Welche Fälle und welche Fehlerkonstellationen müssen beherrscht werden können?			X							X								
	D4	Für welche Zielhorizonte ergibt es Sinn, Bedarfe auszuweisen?			X							X	X		X					
	D5	Was ist der minimale Zeitraum, um Q-Potentiale aufbauen/aktivieren und zeitgleich eine hohe Verlässlichkeit für die Bedarfe bestimmen zu können?								X	X				X	X				X
	D6	Wie erfolgt die Bedarfsdeckung?				X					X				X		X			
	D7	Wie kann das (Un-)Sicherheitsniveau und eine etwaigen Kosten-/Nutzenrechnung abgeschätzt und bewertet werden? Wie sieht das Blindleistungsverhalten von zukünftigen Erzeugungsanlagen und Lasten aus?	X				X													
	S1	Existieren ausreichend statische Blindleistungsquellen/-kapazitäten?				X	X			X	X						X	X		
	S2	Welche technische Eigenschaften benötigen Blindleistungsquellen?								X	X									X
	S3	Welche Aspekte sind bei der operative Nutzung der Blindleistungspotenziale zu beachten?																X		X
	S4	Welche Informationen über verfügbare Q-Potenzialen stehen den NB zur Verfügung?					X					nac			X	X	X			X
	S5	Wie kann ein Grenzwertkonzept der NB für zulässige Betriebsspannungswerte aufgrund verstärkten (spannungsstützenden) Blindleistungsbedarf durch Höherauslastung von Netzbetriebsmitteln ausgestaltet werden?																X		
	S6	Auf welchen Grundlagen erfolgt die Bedarfsbewertungen der NB?	X		X								X							X
	S7	Welche Aspekte sind bei der Koordination und Zusammenarbeit zwischen NB zu beachten?						X						X	X		X	X		
	S8	Welche Aspekte sind bei Spannungsregelungskonzepten zu beachten?																X		X
	S9	Welche Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung und welche automatischen Letztmaßnahmen existieren?																		X
	S10	Welche Aspekte sind beim Wissensaufbau für Planung, Bau und Betrieb relevant?												X	X		X			
	G1	Bedarf es überhaupt eines strukturierten, ganzheitlichen Spannungshaltungskonzeptes?						X		X				X		X	X			X
	G2	Welche Schnittstellen sind zu betrachten und zu beschreiben?						X		X				X		X	X			X
	G3	Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen müssen übergreifend geregelt werden?						X		X				X		X	X			X
G4	Welche Anforderungen bzw. technischen Lösungen verbleiben in der Individualverantwortung des Anschlussnetzbetreibers?						X		X				X		X	X			X	

Abbildung 4-1: Zusammenführung der Fragestellungen zu den Prozessen der Roadmap Systemstabilität

**Prozessarten.** Grundsätzlich kann unterschieden werden zwischen *verbindenden Prozessen der Systemstabilität* und *themenspezifischen Prozessen*. Verbindende Prozesse sind Prozesse, welche nicht einem Themenfeld exklusiv, sondern mehreren Themenfeldern zuzuordnen sind. Konkret handelt es sich um Prozesse, die themenfeldübergreifende Anpassungen, Weiterentwicklungen oder Festlegungen adressieren. Folglich ist die Prozessverantwortlichkeit teilweise auf mehrere Institutionen verteilt, da verbinden Prozesse mehrere einzelne Stabilitätsprozesse mit individueller Verantwortlichkeit bündeln. In diesem Abschnitt sind, konsistent zu den Themenpapieren der anderen Arbeitsgruppen, alle verbindenden Prozesse aufgeführt. Die Verknüpfung und Verzahnung zu den hier behandelten Fragestellungen können daher je nach Prozess mehr oder weniger stark sein. Neben den verbindenden Prozessen sind auch alle themenspezifischen Prozesse dieses Themenpapiers aufgeführt.

Die Details der Gesamtheit der Prozesse aller Themenfelder werden im Roadmap-Dokument vorgestellt und beinhaltet eine Beschreibung jedes Prozesses inklusive der dafür verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte der Umsetzung.

## Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG

**Diskussionstand.** Dieses Dokument ist ein Arbeitsdokument und gibt einen Diskussionstand wieder. Daher dient dieses Kapitel zur Sammlung der offenen Punkte zum jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt, die in der Weiterbearbeitung berücksichtigt werden sollen. Auf die Schnittstellen zu anderen Arbeits- und Kerngruppen sollte im Dokument bei den entsprechenden Inhalten verwiesen werden.

### Kerngruppe 1 – Dynamische Blindleistung/Spannungshaltung

Große Schnittstelle mit

- AG2|2: Statischer Blindleistung
  - AG2|3: Blindleistungsmanagement
  - AG3: Winkelstabilität (dynamische Spannungsstützung)
  - AG4: Anforderungen aus dem Netzwideraufbau
1. Bedarfsdeckung durch (Erzeugungs-)Anlagen, Kompensationsanlagen etc.
    - Nachweisverfahren, dass die Anlagen die Anforderungen erfüllen
      - Status quo: Zertifizierungsverfahren
      - Zukünftig: Ausreichend? ☐ Falls eine Anlage (ggf. bestehend aus mehreren Einheiten) zunehmend relevant für die Stabilität wird (davon ist auszugehen), dann muss auch das Anlagenverhalten konform sein und nicht nur die einzelnen Anlagen.  
Darüber hinaus müssen dann insbesondere auch „Mischanlagen“ (Industriebetriebe) sind entsprechend den Anschlussbedingungen konform verhalten
  2. Szenariodefinition
  3. Identifikation der kritischer NNF und kritischer Fehler-Konstellation zur Bedarfsausweisung
  4. Frage nach der (Un-)Sicherheit und der etwaigen Kosten/Nutzenrechnung
  5. Vermeidung / Minimierung von Inter-Area-Oscillation

**Überführung in die Roadmap.** Diese offenen Punkte und Schnittstellen sollen in der Roadmap Systemstabilität durch übergreifende Prozesse, sogenannten Verbindende Prozesse der Systemstabilität abgebildet werden. Die hier gezeigte Auflistung soll als Input zur Ableitung dieser Prozesse dienen.

## Literaturverzeichnis

- [1] OTH Regensburg, „Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021.
- [2] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Netzentwicklungsplan - Begleitdokument zur Bewertung der Systemstabilität,“ 2037.
- [3] VDE FNN, 2019. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/spannungshaltung>. [Zugriff am 8. September 2023].