InnoSys 2030

Innovationen in der Systemführung bis 2030

Abschlussbericht

Erstellt durch die Verbundpartner

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

InnoSys 2030

Innovationen in der Systemführung bis 2030

Abschlussbericht

Erstellt durch die Verbundpartner

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Bewilligungszeitraum: 01.10.2018 – 31.12.2021
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Förder-kennzeichen	Rechtsverbindlicher Name	Autoren
0350036A	TenneT TSO GmbH	Andreas Lukaschik, Dr. Andreas Wasserrab, Ilhami Sacar, Matthias Abel, Stefan Horn, Halil Askan
0350036B	50Hertz Transmission GmbH	Peter Merk, Gonzalo Falagan de la Sierra, Cornelius Heck, Oskar Grabarczyk
0350036C	Amprion GmbH	Dr. Tobias van Leeuwen, Dr. André Hoffrichter, Thomas Schneider, Dr. Ann-Kathrin Meinerzhagen, Dr. Moritz Mittelstaedt, Anton Shapovalov, Stephan Winck
0350036D	TransnetBW GmbH	Dr. Dominik Geibel, Dr. Bernhard Nold, Mihaela Kovacheska, Lisa Klesse
0350036E	Avacon Netz GmbH	Julian Vielemeyer, Dr. Bernd Schottel
0350036F	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Marcus Lässig, Dirk Hollmach
0350036G	Netze BW GmbH	Christian Lakenbrink
0350036H	Westnetz GmbH	Thomas Schmidt
0350036I	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Dr. Thomas Degner, Dr. Denis Mende, Dr. Diana Strauß-Mincu, Dr. Luis David Pabón Ospina, Dr. Sebastian Wende-von Berg, Dr. Frank Marten, Mario Richter, Mario Vogt, Raphael Ernst, Dr. Martin Henze, Dr. Martin Serror, Sven Zemanek
0350036J	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Katharina Kollenda, Alexander Schrief, Tobias Sous, Immanuel Hacker, Stefanie Samaan, Mojtaba Momeni, Fabian Meißner, Sirkka Porada
0350036K	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Dr. Gert Mehlmann, Alexander Raab, Johannis Porst, Jakob Schindler
0350036L	Technische Universität Dortmund	Charlotte Biele, Martin Lindner, Milijana Teodosic, Dr. Ulf Häger
0350036M	Technische Universität Ilmenau	Tom Sennewald, Dr. Steffen Schlegel
0350036N	PSI Software AG	Jan Hachenberger, Jan Kemper, Stefan Dalhues
0350036O	Siemens Aktiengesellschaft	Dr. Pascal Wiest, Dr. Mathias Duckheim, Till Kolster, Dr. Mohsen Ferdowsi

Gesamtverbund InnoSys 2030

als assoziierter Partner

Abkürzungen und Adressliste der Verbundpartner

Abkürzung	Verbundpartner
50HzT	50Hertz Transmission GmbH Heidestraße 2, 10557 Berlin
AMP	Amprion GmbH Von-Werth-Str. 274, 50259 Pulheim
AVA	Avacon Netz GmbH Schillerstr. 3, 38350 Helmstedt
EWE	EWE NETZ GmbH Cloppenburger Straße 302, 26133 Oldenburg
FKIE	Fraunhofer-Institut für Kommunikation, Informationsverarbeitung und Ergonomie FKIE Fraunhoferstr. 20, 53343 Wachtberg
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel
IAEW	IAEW der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen Templergraben 55, 52062 Aachen
LEES	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg Schlossplatz 4, 91054 Erlangen
MIT	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
NBW	Netze BW GmbH Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart
PSI	PSI Software AG Boschweg 6, 63741 Aschaffenburg
SAG	SIEMENS AG Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen
TTG	TenneT TSO GmbH Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
TNG	TransnetBW GmbH Ohmstraße 4, 73240 Wendlingen
TUD	Technische Universität Dortmund August-Schmidt-Str. 1, 44227 Dortmund
TUIL	Technische Universität Ilmenau Ehrenbergstraße 29, 98693 Ilmenau
WN	Westnetz GmbH Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 7

2. Gesamtüberblick 8

2.1 Gesamtziele 11

2.2 Projektstruktur 12

3. Überblick der Projektergebnisse 13

3.1 Ausgangssituation und Szenarien 13

3.1.1 Systematische Zusammenführung der Ergebnisse aus Verbundforschungsprojekten und weiterer Untersuchungen 13

3.1.2 Aufarbeitung der Ausgangssituation und Beschreibung der Problemstellung 16

3.1.3 Technologische Szenarien 18

3.1.4 Energiewirtschaftliches Szenario 20

3.1.5 Zeitreihengenerierung und Marktsimulation 22

3.1.6 Referenznetz 23

3.2 Maßnahmen und Konzepte 29

3.2.1 Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung im Normalbetrieb / Kurative Entlastung (stationär) 30

3.2.2 Schutz, temporäre Überlast und Monitoring 34

3.2.3 Weiterentwicklung Stabilitätsbewertung und Maßnahmen zur Stabilisierung 43

3.2.4 Konzeptentwicklung 48

3.2.5 IKT-Sicherheit 62

3.3 Toolentwicklung und Simulation 70

3.3.1 Stationäre Simulation 70

3.3.2 Dynamische Simulation 101

3.4 Demonstratoren und Feldtests 127

3.4.1 Demonstratoren vorbereiten 129

3.4.2 Demonstration 138

3.4.3 Feldtests vorbereiten 148

3.4.4 Feldtests durchführen 154

3.5 Beteiligung weiterer Interessensgruppen 163

3.5.1 Beteiligung europäischer Partner 163

3.5.2 Beteiligung neuer Marktteilnehmer 164

3.6 Bewertung und Priorisierung von Konzepten 166

3.6.1 Bewertung der Systemsicherheit 167

3.6.2 Bewertung der IKT-Sicherheit 172

3.6.3 Nutzen, Aufwand, praktische Umsetzbarkeit, Risiken und Gesamtbewertung 176

3.6.4 Ausblick und Roadmap 181

3.7 Projektkoordination und Öffentlichkeitsarbeit 188

4. Zusammenfassung 189

5. Anhang 194

A. Glossar 194

B. Abkürzungsverzeichnis 197

C. Profile der Partner im Forschungsverbund 198

1. Einleitung

Die Energiewende, als zentrales Element zum Erreichen der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung, durchdringt alle Bereiche der elektrischen Energieversorgung. Das zugrundeliegende Energiesystem steht vor umfangreichen und nicht vergleichbaren Veränderungen, bei gleichzeitiger Herausforderung dies im ständigen Betrieb sowie unter Berücksichtigung der bisherigen Strukturen zu gewährleisten. Die sich damit entfaltende dezentrale und volatile Einspeisung aus EE-Stromerzeugungsanlagen sowie die Vergrößerung der Entfernungen zwischen Erzeugungs- und Lastzentren stellen enorme Anforderungen an die Netze und den Systembetrieb. Der zwingend erforderliche Netzausbau hält nicht mit der Veränderung des Transporterfordernisses Schritt, weshalb sehr häufig kostenintensive Netzsicherheitsmaßnahmen angewendet werden müssen. Zudem sind aufgrund der ambitionierten klimapolitischen Ziele deutlich mehr Übertragungskapazitäten erforderlich als ursprünglich geplant.

Neue Technologien ermöglichen eine höheren Automatisierungsgrad in der Systemführung, um eine noch effizientere und damit höhere Auslastung des bestehenden Übertragungsnetzes zu realisieren. Hierzu sind unter anderem innovative Konzepte und Systeme erforderlich (bspw. automatisierte Leistungsflusssteuerung), die die Kompetenz des Systemführers als elementaren Bestandteil des sicheren Netzbetriebs unterstützen, um mit der zunehmenden Komplexität umgehen zu können. Eine Bewertung dieser Innovationen, z. B. der automatischen Leistungsflusssteuerung oder autonomen und ereignisbezogenen kurativen Arbeitspunktanpassungen, erfordert eine Diskussion bezüglich der Einordnung dieser Maßnahmen innerhalb der Planungs- und Netzbetriebsführungsgrundsätze und -prozesse der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie einer Überprüfung auf die Auswirkungen bei den Verteilnetzbetreibern (VNB), in deren Netzbereich ein Großteil der volatilen Erzeugungseinheiten im Jahre 2030 angeschlossen sein wird. Des Weiteren müssen bestehende Systemautomatiken um neue Freiheitsgrade, wie sie durch den Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST) entstehen, erweitert werden.

In mehreren Studien[1] wurde bereits aufgezeigt, dass innovative bzw. kurative Konzepte in der Systemführung hohe Einsparpotentiale bezüglich Redispatch ermöglichen und damit mehr EE in das Netz integrieren können. Operative Restriktionen und Auswirkungen auf die Stabilität wurden unter anderem in diesen Untersuchungen nicht betrachtet. InnoSys 2030 hat sich diesen Aspekten angenommen, damit die entwickelten Konzepte einen direkten Bezug zur Praxis haben und somit schneller umgesetzt werden können.

[1] Consentec, Netzstresstest, 2017; Consentec, Berücksichtigung betrieblicher Flexibilitäten in der Netzentwicklung, 2018.

2. Gesamtüberblick

Das Forschungsprojekt InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030 – legte den Forschungsschwerpunkt auf die Entwicklung und Untersuchung von kurativen Einsatzkonzepten im deutschen Übertragungsnetz. InnoSys 2030 wurde unter der Beteiligung von insgesamt 17 Forschungspartnern aus Deutschland (siehe Auflistung S. 3 und S. 200) unter der Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, ehemals Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/BMWi) mit 9,375 Mio. EUR im Rahmen des sechsten Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ durchgeführt. Nach einer umfangreichen Projektantrags- und Genehmigungsphase begann die Bearbeitungszeit im Oktober 2018 und der Projektabschluss erfolgte im Dezember 2021. Unter der Gesamtprojektleitung der TenneT TSO GmbH als Konsortialführer wurden in Zusammenarbeit aller Projektpartner über sechs Teilprojekte und insgesamt 22 Arbeitspakete umfangreiche Analysen, Untersuchungen und Auswertungen durchgeführt, die zu den im Folgenden ausgeführten Erkenntnissen an Hand der formulierten Gesamtziele führen. Die Projektstruktur ist in der nachfolgenden Auflistung der Teilprojekte dargestellt (siehe Abschnitt 2.2). Die jeweiligen Arbeitsschwerpunkte der Projektpartner fanden unter der Einbringung der jeweiligen Expertise in den Arbeitspaketen statt und sind im Dokument durch die Darstellung der Beteiligung kenntlich gemacht. Soweit es bis zum Eintreten entsprechender Reisebeschränkungen und Sicherheitsvorkehrungen aufgrund der Corona-Pandemie möglich war, konnten die Arbeitsschritte in Arbeitstreffen der jeweiligen Partner durchgeführt werden. Mit der nahezu allumfänglichen Umstellung der gemeinsamen Arbeit auf rein digitale Termine, konnten darauf aufbauend dennoch die Arbeiten weiterhin zielgerichtet aufgenommen, fortgesetzt und schließlich abgeschlossen werden. Um die gemeinsame Abstimmung über die große Anzahl aller beteiligten Projektpartner zu gewährleisten, wurden über Verbundtreffen, Verbundkonferenzen sowie einen Projektsteuerkreis entsprechende Austauschformate geschaffen und durchgeführt.

Der im Weiteren ausformulierte Abschlussbericht ermöglicht dem Leser einen umfassenden Gesamtüberblick über die im Projekt durchgeführten Arbeiten und die gewonnenen Erkenntnisse. Das Kapitel 3 *Überblick der Projektergebnisse* stellt das Vorgehen und die Erkenntnisse entlang der Projektstruktur dar. Auf Basis der Teilprojekte und unterlagerten Arbeitspaketen sind die Projektergebnisse in Unterkapiteln zusammengetragen.

Zunächst sind im Unterkapitel 3.1 *Ausgangssituation und Szenarien* (Teilprojekt 1) die wissenschaftlichen, technologischen, technischen und energiewirtschaftlichen Grundlagen aufbereitet. Dies erfolgt im ersten Schritt durch die Darstellung des Stands der Forschung (Arbeitspaket 1.1) sowie der Aufarbeitung der Ausgangssituation und Klärung der Problemstellung (Arbeitspaket 1.2). Im Rahmen der technologischen Szenarien werden die zur Verfügung stehenden Technologien aus dem

Bereich Primärtechnik, Leitwarten und Sekundärtechnik als Grundlage für die späteren Konzepte erläutert (Arbeitspaket 1.3). Der Abschnitt zum energiewirtschaftlichen Szenario legt die weiteren Grundlagen für das Betrachtungsjahr 2030 (Arbeitspaket 1.4) in Ergänzung des anschließenden Abschnitts der Zeitgenerierung und Marksimulation (Arbeitspaket 1.5). Die in Teilprojekt 3 umgesetzte Toolentwicklung und Simulation basiert auf zuvor angepassten Referenznetzen zu stationären und dynamischen Untersuchungen (Arbeitspaket 1.6).

Die in Unterkapitel 3.2 dargestellte umfangreiche Erarbeitung von *Maßnahmen und Konzepten* (Teilprojekt 2) teilt sich in fünf Abschnitte auf. Abweichend von der zu Projektbeginn geplanten Struktur, erfolgte die Ausarbeitung der Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung im Normalbetrieb (Arbeitspaket 2.1) sowie der kurative Entlastung (Arbeitspaket 2.2) gemeinsam. Aspekte zu Schutz, temporärer Überlast sowie das Monitoring beleuchten die relevanten Bereiche zur Einbindung in den operativen Betrieb bei Höherauslastung der Betriebsmittel (Arbeitspaket 2.3). Die Weiterentwicklung der Stabilitätsbewertung und Formulierung von Maßnahmen zur Stabilisierung zur Grundlage der nachfolgenden dynamischen Untersuchungen war ebenfalls Bestandteil (Arbeitspaket 2.4). Diese Vorbetrachtungen münden im Abschnitt der Konzeptentwicklung in dem zunächst der InnoSys-Systemführungsprozess ausführlich dargestellt wird und in sechs Einzelkonzepte für Maßnahmen kurativer Systemführung übergeht (Arbeitspaket 2.5).

Die Grundlagen zur Quantifizierung der Bewertungsaspekte basieren auf den im Unterkapitel 3.3 erörterten Schritten im Bereich der *Toolentwicklung und* der darauffolgenden *Simulationen* zu den stationären (Arbeitspaket 3.1) und dynamischen (Arbeitspaket 3.2) Untersuchungen.

Im Unterkapitel 3.4 werden die fünf durchgeführten *Demonstratoren und Feldtests* beschrieben. Technologische Weiterentwicklungen der Systeme für die Leitwarten und darauf aufbauende Schwerpunktuntersuchungen erfolgten über die Schritte der Vorbereitung (Arbeitspakete 5.1 sowie 5.3) und den darauf folgenden Durchführungen und Testphasen (Arbeitspakete 5.2 und 5.4).

Die Erkenntnisse im Rahmen des Austauschs zur *Beteiligung weiterer Interessensgruppen* sind in Unterkapitel 3.5 zusammengetragen (teilweise Teilprojekt 6). Die erarbeiteten Konzepte und Maßnahmen wurden sowohl europäischen Partnern der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (Arbeitspaket 6.3) sowie neuen Marktteilnehmern (Arbeitspaket 6.4) vorgestellt und die Diskussionsergebnisse im Projekt aufgenommen.

Die gesammelten Erkenntnisse der Projektergebnisse münden im Unterkapitel 3.6 *Bewertung und Priorisierung von Konzepten* (Teilprojekt 4). Aufgrund des besonderen Schwerpunktes der Systemsicherheit ist die Bewertung dazu im ersten Abschnitt ausgeführt (Arbeitspaket 4.1). Als weiterer besonderer Aspekt wurden die Konzepte im Fokus der IKT-Sicherheit in einem eigenständigen Abschnitt bewertet (Arbeitspaket 4.3). Aufgreifend der darin formulierten Ergebnisse wurden unter Einbeziehung der zusätzlichen Kriterien Nutzen, Aufwand, praktischer Aufwand und

Risiken die Untersuchungen einer Gesamtbewertung unterzogen (Arbeitspaket 4.2). In einem letzten Arbeitsschritt folgte die Ausformulierung des Ausblicks und der InnoSys-Roadmap (Arbeitspaket 4.4).

Besonders hervorzuhebende Aspekte der *Projektkoordination und Öffentlichkeitsarbeit*, wie der InnoSys-Fachbeirat, sind im abschließenden Unterkapitel 3.7 dargestellt (Arbeitspakete 6.1 und 6.2).

Über den Abschlussbericht hinausgehend wurden von den Projektpartnern verschiedene zusätzliche Dokumente und Foliensätze erstellt, die einer zielgerichteten Bereitstellung der Informationen dienen sollen. Die Sammlung aller verfügbaren Informationen ist unter der Projekt-Webseite www.InnoSys2030.de abrufbar.

2.1 Gesamtziele

Aufgrund von Akzeptanzproblemen wird es zunehmend schwieriger, das Stromnetz rechtzeitig bedarfsgerecht auszubauen und die für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erforderlichen Stromtransporte zu realisieren. Um den zukünftigen Herausforderungen gewachsen zu sein, sind innovative Konzepte in der Systemführung erforderlich. Für InnoSys 2030 stand daher die Frage im Fokus: „Wie kann das deutsche Stromnetz noch effizienter ausgelastet werden – ohne die Systemsicherheit zu gefährden?“ Ziel dieses Vorhabens ist es, durch Nutzung der Flexibilitätspotenziale von Netznutzern und Speichern sowie den intelligenten Einsatz leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel eine gleichmäßigere und höhere Auslastung des Stromnetzes zu erreichen, um mehr Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) ohne eine Gefährdung der Netz- und Systemsicherheit ins Netz zu integrieren. Hierzu bedarf es nicht nur neuer Netztechnik (Primärtechnik), sondern es müssen auch innovative Maßnahmen und Methoden für die operative Systemführung einschließlich Datenübertragung sowie Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) entwickelt werden. Die praxisnahe Einbindung der erforschten innovativen Maßnahmen soll durch die Betrachtungsweise aus Sicht der Systemführung der Netzbetreiber gewährleistet bleiben.

Die daraus abgeleiteten wesentlichen Ziele des Forschungsprojektes sind:

- eine strukturierte Aufarbeitung, Analyse und Bewertung der in Forschung und Politik sowie bei den Netzbetreibern diskutierten innovativen Maßnahmen zur Höherauslastung des Netzes,
- die Konzeptionierung und Entwicklung innovativer praxistauglicher Maßnahmen für die Systemführung unter Einbeziehung aller Netzebenen,
- die Darstellung der Abhängigkeiten der bestehenden Prozesse der Systemführung und den innovativen Maßnahmen sowie darauf aufbauend die Ableitung eines gemeinsamen Systemführungsprozesses inklusive eines anschließenden Umsetzungsplans,
- neben elektrotechnischen und operativen Kriterien zur Wahrung der Systemsicherheit auch die Dimensionen der IKT-Sicherheit und
- die Erprobung der Maßnahmen in (Echtzeit-)Simulationsumgebungen, Demonstratoren, bis hin zum Feldtest in Leitwarten beteiligter Netzbetreiber.

2.2 Projektstruktur

Teilprojekt 1: Ausgangsituation und Szenarien

Arbeitspaket 1.1: Systematische Zusammenführung der Ergebnisse aus Verbundforschungsprojekten und weiterer Untersuchungen
Arbeitspaket 1.2: Aufarbeitung der Ausgangssituation und Beschreibung der Problemstellung
Arbeitspaket 1.3: Technologische Szenarien
Arbeitspaket 1.4: Energiewirtschaftliches Szenario
Arbeitspaket 1.5: Zeitreihengenerierung & Marksimulation
Arbeitspaket 1.6: Referenznetz

Teilprojekt 2: Maßnahmen und Konzepte

Arbeitspaket 2.1: Maßnahmen zur Leistungsbeeinflussung im Normalbetrieb
Arbeitspaket 2.2: Kurative Entlastung (stationär)

AP 2.1 und 2.2 im Projektverlauf zusammengeführt

Arbeitspaket 2.3: Schutz, temporäre Überlastung und Monitoring
Arbeitspaket 2.4: Weiterentwicklung Stabilitätsbewertung und Maßnahmen zur Stabilisierung
Arbeitspaket 2.5: Konzeptentwicklung
Arbeitspaket 2.6: IKT-Sicherheit

Teilprojekt 3: Toolentwicklung und Simulation

Arbeitspaket 3.1: Stationäre Simulation
Arbeitspaket 3.2: Dynamische Simulation

Teilprojekt 4: Bewertung und Priorisierung

Arbeitspaket 4.1: Bewertung der Systemsicherheit
Arbeitspaket 4.2: Nutzen, Aufwand, praktische Umsetzbarkeit, Risiken und Gesamtbewertung
Arbeitspaket 4.3: Bewertung IKT-Sicherheit
Arbeitspaket 4.4: Ausblick

Teilprojekt 5: Demonstratoren und Feldtests

Arbeitspaket 5.1: Demonstratoren vorbereiten
Arbeitspaket 5.2: Demonstratoren
Arbeitspaket 5.3: Feldtests vorbereiten
Arbeitspaket 5.4: Feldtests durchführen

Teilprojekt 6: Projektorganisation und Kommunikation

Arbeitspaket 6.1: Verbundkoordination und Projektmanagement
Arbeitspaket 6.2: Kommunikation
Arbeitspaket 6.3: Beteiligung europäischer Partner
Arbeitspaket 6.4: Beteiligung neuer Marktteilnehmer

3. Überblick der Projektergebnisse

3.1 Ausgangssituation und Szenarien

Im Teilprojekt 1 wurden die wissenschaftlichen, technologischen, technischen und energiewirtschaftlichen Grundlagen für die Zielerreichung im Projekt InnoSys 2030 aufbereitet und für die Konzeptentwicklung (TP 2), die Tests der zu entwickelnden Tools durch Simulation (TP 3) und Demonstratoren (TP 5) sowie die Bewertung der Tools (TP 4) nutzbar gemacht.

AP 1.1 stellt die Ergebnisse von - teilweise noch laufenden – Forschungsprojekten für die nachfolgende Konzeptionierung in TP 2 zusammen.

AP 1.2 beschreibt die Ausgangssituation in der Systemführung, die Herausforderung der Energiewende und des verzögerten Netzausbaus auf den Netzbetrieb.

Im AP. 1.3 werden Szenarien für den Einsatz innovativer Technologien in Leitwarte, Stromnetz und Schutzsystem, mit besonderem Fokus auf einer höheren Netzauslastung inkl. kurzeitiger Überlastungen und kurativer Möglichkeiten, für die Maßnahmenkonzeptionierung untersucht und detailliert beschrieben. Dabei werden mögliche Schwachpunkte in der komplexer werdenden Kommunikationsinfrastruktur für die Systemführung mit steigenden Anforderungen an die Reaktionsgeschwindigkeit im Stromnetz berücksichtigt.

AP 1.4 erarbeitet energiewirtschaftliche Szenarien und führt Sensitivitätsbetrachtungen dazu durch.

Darauf aufbauend schließen in AP 1.5 geeignete Marktanalysen und -simulationen an, woraus Erzeugungs- und Lastzeitreihen inkl. Einspeisereihen für Erzeugung aus erneuerbare Energien abgeleitet werden.

In AP 1.6 werden sowohl für die stationären Leistungsflusssimulationen wie für dynamische Simulationen in TP 3 Referenznetze erstellt.

3.1.1 Systematische Zusammenführung der Ergebnisse aus Verbundforschungsprojekten und weiterer Untersuchungen

Arbeitspaket 1.1, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, AVA, EWE, MIT, NBW, WN, IEE, IAEW, SAG

Zuerst erfolgte eine systematische Sichtung und Analyse von Ergebnissen aus Forschungsprojekten und weiteren Untersuchungen. Auch laufende Forschungsprojekte wurden bezüglich ihrer Ziele in die Betrachtung einbezogen.

Insgesamt wurden 25 öffentliche und interne Projekte analysiert (siehe Tabelle 3.1.1-1). Für jedes der genannten Projekte wurden die relevanten wissenschaftlichen Arbeiten, Ergebnisse, zugehörigen Technologie-Reifegrade (Technology Readiness Level, TRL) und die Relevanz für die verschiedenen

Arbeitspakete im Projekt InnoSys 2030 identifiziert und die zugehörigen verfügbaren öffentlichen Berichte und wissenschaftlichen Arbeiten dem Konsortium zur Verfügung gestellt. Die Dokumentation der Ergebnisse erfolgte in Form von Projektsteckbriefen. Als Zusammenfassung wurde eine Übersichtstabelle erstellt und die Beiträge der Projekte zu den folgenden Themengebieten dargestellt:

1) Optimierung des Netzbetriebs
2) Innovative Netzführungskonzepte
3) Maßnahmen zur Höherauslastung
4) Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit durch *präventive Maßnahmen*
5) Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit durch kurative Eingriffe
6) Netzstabilität
7) ÜNB/VNB-Koordination von Maßnahmen
8) Stationäre und dynamische Simulation des Übertragungsnetzbetriebs
9) Bewertung der Systemsicherheit
10) Standardisierte Systemarchitektur für Feldtestbetrieb
11) Flexibilität und Steuerbarkeit von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen (Windkraftanlagen)
12) Flexibilität und Steuerbarkeit von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen (Batteriespeicher)
13) Börsengestützter Markt für Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement (Erzeuger, Speicher, Verbraucher)
14) Flexibilität und Steuerbarkeit von PV-Anlagen
15) VISION Mobile Sensordaten für Prognosezwecke

Das Ergebnis ist eine systematische Dokumentation der Ergebnisse aus den betrachteten Projekten und Untersuchungen.

Tabelle 3.1.1-1: Übersicht der analysierten Projekte

Projekt Akronym	Langtitel/Thema
ENSURE / Phase 1	Neue Netzstrukturen
MIGRATE	Massive Integration of Power Electronic Devices
GARPUR	Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment
DynaGridControlCenter	Intelligent grid control/Efficient management of system dynamics
UMBRELLA	Toolbox for Common Forecasting, Risk Assessment and Operational Optimisation in Grid Security Cooperations of Transmission System Operators (TSOs)
iTesla	Innovative Tools for Electrical System Security within Large Areas

enera (SINTEG)	Der nächste Schritt der Energiewende
C/sells (SINTEG)	Schaufenster für die nachhaltige Energiewende
grid-control	Intelligentes Gesamtkonzept (geeignete Koordination von neuen dezentralen Verbraucher und Erzeugungsanlagen) für Verteilnetze
SysDL 2.0	Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen
EU-SysFlex	Pan-European system with an efficient coordinated use of flexibilities for the integration of a large share of RES
Netz:Kraft	Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen
IMOWEN	Integration großer Mengen On- und Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung
DEA-Stabil	Beitrag der Windenergie und PV im Verteilungsnetz zur Stabilität des Deutschen Verbundnetzes
Interplan	INTEgrated opeRation PLANning tool towards the pan-European network
TWENTIES	Grid operation with large amounts of wind and other renewables
DA/RE	Datenaustausch und Redispatch
TDX-Assist	Coordination of Transmission and Distribution data eXchanges for renewables integration in the European marketplace through Advanced, Scalable and Secure ICT Systems and Tools
Netzregelung 2.0	Regelung und Stabilität im stromrichter-dominiertem Verbundnetz
SwarmGrid	Sicherer Betrieb von Energienetzen durch Nutzerschwarm-Systemdienstleistungen
PerSeuS	Planungsgrundsätze für erweiterte Stabilitätsbetrachtungen im europäischen Stromversorgungsnetz
ARGE FNB Ost	10-Punkte-Programm der Arbeitsgemeinschaft Flächennetz-betreiber Ost zur gemeinsamen Bearbeitung von SDL
PEGASE	Algorithmen und Prototypen zu Zustandsabschätzungen, dynamischen Sicherheitsanalysen, Optimierungen und Echtzeit-Dispatcherausbildungen für das vollständige Europäische Übertragungsnetz
Auslastungsmonitoring	Nutzung bislang ungenutzter Betriebsmittelreserven im vermaschten Hochspannungsnetz
NEW 4.0 (SINTEG)	Norddeutsche Energiewende.

3.1.2 Aufarbeitung der Ausgangssituation und Beschreibung der Problemstellung

Arbeitspaket 1.2, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, EWE, MIT, NBW, FKIE, IAEW, PSI

Die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung intensivieren aktuelle Megatrends wie Dezentralisierung, Digitalisierung und Automatisierung - mit dem Ziel, bis zum Jahr 2030 den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung deutlich zu erhöhen. Das Ziel der Bundesregierung bei Projektbeginn war einen 65% EE-Anteil bis 2030 auf nationaler Ebene zu erreichen.

Die Integration des europäischen Strommarktes und die intensivierte Handelsaktivität verstärken den Trend zu einer deutlich erhöhten Netzauslastung. Die Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken und voraussichtlich auch von Braun- und Steinkohlekraftwerken kombiniert mit einer Zunahme von Offshore-Windeinspeisung führen zu einer zunehmenden räumlichen Entfernung von Stromerzeugung und Stromverbrauch.

Der geplante und dringend notwendige Netzausbau, welcher die Situation lindern könnte, verzögert sich weiter. Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit werden daher durch die Übertragungsnetzbetreiber u. a. Maßnahmen wie *Redispatch*, Einsatz von Reservekraftwerken und Einspeisemanagement (ab 01.10.2021 abgelöst durch „*Redispatch* mit EE-Anlagen“) ergriffen, die mit zusätzlichen Kosten im Milliardenbereich verbunden sind.

Aufgrund des zu erwartenden weiteren Anstiegs der Kosten für die Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit entwickelte sich eine intensive Diskussion zwischen verschiedenen Stakeholdern über mögliche Lösungsansätze. Dabei wurde auch der Bereich der Systemführung in den Fokus gerückt.

Das Projekt InnoSys 2030 nimmt diesen Faden auf, indem neue innovative Systemführungskonzepte entwickelt und insbesondere vor dem Hintergrund eines praktischen Einsatzes ganzheitlich bewertet werden. Diese Konzepte sollen nach Abschluss des Projektes und einer folgenden schrittweisen Umsetzung dazu beitragen, dass die vorhandene Netzinfrastruktur bei mindestens gleichbleibender Netz- und Systemsicherheit höher ausgelastet werden kann. Dadurch soll kurzfristig bis 2030 ein wesentlicher Beitrag zur Begrenzung des Anstiegs der Kosten für die Netz- und Systemsicherheit ermöglicht werden. Langfristig nach 2030 sollen die innovativen Systemführungskonzepte den notwendigen Netzausbau reduzieren.

3.1.2.1 Ausgangssituation und Lösungsansatz

Eine erste Bestandsaufnahme zeigte, dass bereits grundlegende Maßnahmen und Konzepte für eine Höherauslastung des Bestandsnetzes bei den Netzbetreibern in Umsetzung sind. Dies betrifft leistungsflussbeeinflussende Maßnahmen wie Phasenschiebertransformatoren in Deutschland, den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb sowie den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen. Es ist

davon auszugehen, dass diese Maßnahmen kurzfristig, d.h. bis zu einem Zielhorizont 2023 bis 2025 umgesetzt werden. Weitere Potentiale sind im Bereich der verbesserten, koordinierten Ermittlung von Maßnahmen zur Engpassbeseitigung gegeben.

Im Hinblick auf die Zusammenarbeit zwischen den relevanten Akteuren wie ÜNB, VNB und Marktteilnehmern lässt sich aus heutiger Sicht feststellen, dass Weiterentwicklungspotentiale bestehen. Diese müssen mit den Anforderungen aus den Konzepten des Projektes InnoSys 2030 ergänzt und umgesetzt werden. Ebenso ist der rechtlich bindende Rahmen, aufgespannt durch europäische Richtlinien, zu beachten. Sich abzeichnende Entwicklungen aufgrund dieses rechtlichen Rahmens, z. B. in Bezug auf den Datenaustausch, sind einerseits in InnoSys 2030 zu berücksichtigen, andererseits musste der Anpassungsbedarf, der sich aufgrund neuer Entwicklungen durch InnoSys 2030 ergibt, im Projekt identifiziert werden.

Daher wurden bei Projektstart von InnoSys 2030 folgende Lösungsansätze herausgestellt:

- Verfahren zur koordinierten Leistungsflussbeeinflussung mittels neuer Betriebsmittel für eine Vergleichmäßigung und Höherauslastung im Normalbetrieb (präventiver Einsatz): Koordinierter Einsatz leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel, z. B. HGÜ und PST im Übertragungsnetz, Untersuchung der Möglichkeiten für eine Kombination von lokalen und zentralen Steuerungsverfahren.
- Ausweitung des Portfolios der Engpassbehebungsmaßnahmen, insbesondere auch für echtzeitnahe und kurative Lösungen unter Beibehaltung der aktuellen Netz- und Systemsicherheit:
    - Ergänzung des derzeit gängigen präventiven Handelns zur Engpassbeseitigung durch Einsatz von echtzeitnahen und kurativen Lösungen
    - Nutzung von Systemautomatiken
    - Prognose und Nutzung von Verteilnetzflexibilitäten auf Engpässe im Übertragungsnetz, insbesondere auch Möglichkeiten zur Einbindung in bestehende Prozesse und Abläufe vor dem Hintergrund zeitlicher und technischer Restriktionen. Relevante Vorarbeiten (abgestimmte Koordinationsprozesse) aus anderen Projekten (insbesondere SINTEG) sind zu berücksichtigen.
- Anforderungen für effiziente Prozesse zwischen den relevanten Akteuren an der ÜNB/VNB/Markt-Schnittstelle, z. B. kurzzyklischer Datenaustausch als Grundlage für neue Systemführungskonzepte.
- Weiterentwicklungsmöglichkeiten und Anpassungen des Schutzsystems.
- Anforderungen an thermische Überlastfähigkeiten von Betriebsmitteln zur Nutzung des Potentials kurativer Maßnahmen.

- Weiterentwicklungen im Bereich der Netzleittechnik sowie Entwicklung von robusten Assistenzsystemen für die Netzführung:
    - SCADA / EMS Funktionen, insbesondere Berücksichtigung der neuen Konzepte
    - Erweiterung Berechnungsverfahren (stationär, dynamisch) der Netzsicherheitsrechnung
    - Neue Visualisierungsansätze für den Systemführer
    - Beschreibung notwendiger Assistenzsysteme, z. B. Online-Stabilitätsbewertung
    - Möglichkeiten für eine zustandsabhängige Aktualisierung von Regler- und Schutzparametern
- Frühzeitige Berücksichtigung von Aspekten der IKT-Sicherheit bzgl. neuer Kommunikationsbeziehungen.

3.1.2.2 Prozesslandschaft

Basierend auf der Beschreibung der Ausgangssituation wurde ein Überblick über die Prozesslandschaft erarbeitet, um diese zu vervollständigen. Die zuvor identifizierten Ansätze wurden in zwei Prozesscluster eingeteilt: Betriebsplanung und Operative Systemführung.

Der Schwerpunkt liegt auf Prozessen, welche bei Einführung der in InnoSys 2030 untersuchten Maßnahmen und Methoden angepasst werden müssten. Beschrieben wird der zur Bearbeitungszeit gültige Prozess-Stand, ergänzt um bereits konzipierte und auf dem Wege der Umsetzung befindliche Themen.

Diese Beschreibung ging in den InnoSys-Systemführungsprozess als Basis ein. Daher wird an dieser Stelle nicht näher auf die einzelnen Inhalte eingegangen.

3.1.3 Technologische Szenarien

Arbeitspaket 1.3, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, MIT, WN, FKIE, IEE, IFHT, LEES, TUIL, PSI

Im Rahmen des Arbeitspakets 1.3 sind Szenarien für den Einsatz innovativer Technologien in Leitwarten, Stromnetzen und Schutzsystemen, mit besonderem Fokus auf einer planmäßig höheren Netzauslastung inkl. Möglichkeiten von kurzzeitigen Höherauslastungen über die zulässige Dauerbelastung hinaus und kurativen Möglichkeiten zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen beschrieben. Das Arbeitspaket diente damit als Grundlage für die konkrete Maßnahmenkonzeptionierung, die in weiteren APs erfolgt ist. Dabei wurden mögliche Schwachpunkte sowie Anforderungen an Lösungsmöglichkeiten in der komplexer werdenden Kommunikationsinfrastruktur für die Systemführung mit steigenden Anforderungen und Restriktionen an die Reaktionsgeschwindigkeit im Stromnetz berücksichtigt. Die Ergebnisse sind:

- ein Katalog von Komponenten der Primärtechnik mit einer Beschreibung der grundlegenden Wirkungsweise sowie Bewertung der Einsetzbarkeit unter Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien und im Hinblick auf die Modellierung,
- ein Katalog verschiedener Leitwartenszenarien mit Use Cases für Leitwarten sowie Netztechnologieszenarien,
- eine Beschreibung und Bewertung des Schutzbedarfs der Technologieszenarien.

Methodisch werden die technologischen Aspekte der Betriebsmittel, der Leitwarten, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie des Schutzes unter Berücksichtigung verschiedener Use Cases für die zukünftig erhöhte Auslastung der vorhandenen Netzstruktur aufgelistet und bewertet.

Hierzu werden Verfügbarkeiten sowie aktuelle technologische Weiterentwicklungen der Betriebsmittel zusammengetragen und deren Potential anhand verschiedener Problemstellungen analysiert. Dies bezieht sich vor allem auf die Fähigkeit zur Höherauslastung von Komponenten sowie deren Regelgeschwindigkeit und Betriebsbereich (betriebliche Grenzen). Die Partner bringen hier ihre unterschiedlichen Kompetenzen ein. Das Fraunhofer IEE zeigt die Möglichkeiten der Primärtechnik (u. a. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS), Phasenschiebertransformatoren (PST)) auf, die FAU bewertet Schutzsysteme, und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie Verteilnetzbetreiber (VNB) bringen ihre Erfahrungen aus dem operativen Geschäft, Informationen über Betriebsmittel sowie Herausforderungen aus Sicht der zukünftig nötigen Systemführung mit ein. Die einzelnen Beiträge sind immer im Rahmen von Use Cases bzw. konkreten Problemstellungen zu sehen (z. B. neue Prozesse, zukünftige Infrastruktur, Netzleitsysteme oder Entwicklung erneuerbarer Energien (EE)), die von der TUIL sowie von den ÜNB und VNB entwickelt werden.

Mithilfe der neuen Betriebsmittel sollen Möglichkeiten geschaffen werden, die Netze höher auszulasten. Dadurch ergibt sich oftmals ein erhöhter Bedarf an Kommunikation mit der Leitwarte sowie zwischen den Komponenten. Diese Kommunikation wird im Rahmen dieses Arbeitspakets durch das IAEW der RWTH Aachen und des Fraunhofer FKIE auf mögliche Schwachpunkte und Risiken hin analysiert. Letztendlich müssen die Konzepte in ein Leitwartenszenario überführt und integriert werden. Hierbei wird auf die Erfahrungen aus bisherigen Projekten (z. B. DynaGridControlCenter (DGCC), VNB-Trainingssystem) zurückgegriffen.

Insgesamt werden in diesem Arbeitspaket die grundsätzlichen Pfade technologischer Entwicklungen sowie Zukunftsszenarien zusammengefasst, um eine Ableitung von Konzepten, Maßnahmen und weiterführenden Betriebsfällen (Use Cases) für nachgelagerte Simulationen zu ermöglichen.

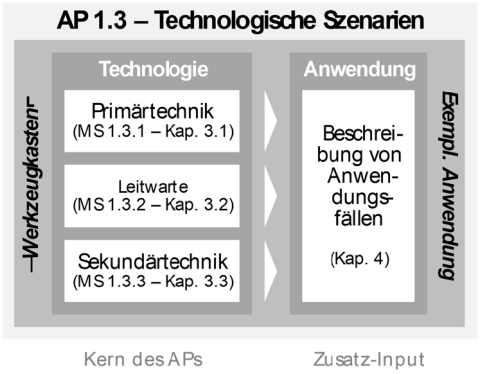


Abbildung 3-1: Struktur und Inhalte der Meilensteine innerhalb des Berichts zum Arbeitspaket 1.3

3.1.4 Energiewirtschaftliches Szenario

Arbeitspaket 1.4, beteiligte Partner: IAEW, TenneT, Amprion, 50Hertz, TNG, EWE Netz, Mitnetz, Westnetz

Als Grundlage für das energiewirtschaftliche Szenario dient das genehmigte Szenario C 2030 des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2030 (2019) [3.1-1], welches teilweise modifiziert wurde. Die resultierenden Mantelzahlen sind in Tabelle 3.1.4-1 zusammengestellt. Das Szenario C 2030 unterstellt einen progressiven Ausbau Erneuerbarer Energien und somit – aus Sicht zum Zeitpunkt der Veröffentlichung – eine ambitionierte Umsetzung der klimapolitischen Zielvorgaben. Für das europäische Ausland wird das Szenario „Sustainable Transition 2030“ gemäß Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 verwendet [3.1-2].

Ausgehend von diesem Szenario werden hinsichtlich der installierten Leistung und Regionalisierung von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen folgende abweichenden Annahmen unterstellt:

- In der Regelzone von 50Hertz Transmission wird eine um 979,1 MW erhöhte installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen unterstellt. Die Regionalisierung wird nicht modifiziert, sondern stattdessen eine pauschale Erhöhung der installierten Leistung aller Onshore-Windkraftanlagen um 3,4% angenommen. Daraus resultiert eine installierte Erzeugungskapazität von Onshore-Windkraftanlagen von 29,77 GW in der 50Hertz-Regelzone (C 2030: 28,80 GW) sowie von 86,48 GW in Deutschland (C 2030: 85,5 GW).
- Die installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen wird um 4,4 GW auf 21,4 GW erhöht. Zudem wird eine andere Verortung unterstellt und 1,1 GW von der Nordsee in die Ostsee verschoben. Konkret handelt es sich um die Netzanbindungssysteme NOR-9-2 und NOR-10-2, deren angeschlossene Offshore-Windenergie-Leistung in Summe um 1,1 GW reduziert, sowie OST-6-1 und OST-7-1, deren angeschlossene Offshore-Windenergie-Leistung entsprechend erhöht wird.

Der Nettostromverbrauch und zusätzliche Flexibilitätsoptionen beschreiben die elektrische Nachfrage sowie technologische Möglichkeiten einer Flexibilisierung der statischen Last. Die betrachteten Flexibilitätsoptionen umfassen Power-to-Gas, PV-Batteriespeicher, Großbatteriespeicher sowie Demand Side Management (DSM) in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Der Nettostromverbrauch wird einmal ohne und einmal mit Berücksichtigung der Flexibilitäten angegeben (vgl. Tabelle 3.1.4-1). Der Nettostromverbrauch ohne Flexibilitäten enthält nicht den Stromverbrauch von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen, da der Einsatz dieser Technologien erst im Rahmen der Marktsimulation ermittelt wird. Der angegebene Nettostromverbrauch mit Flexibilitäten basiert auf einer Schätzung des Flexibilitätseinsatzes im Markt und des daraus resultierenden Stromverbrauchs gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019)[3.1-1].

Tabelle 3.1.4-1: Mantelzahlen der entwickelten energiewirtschaftlichen Szenarien für InnoSys 2030 im Vergleich zu ausgewählten Szenarien des NEP 2030 (2019)[3.1-1].

Installierte Leistung [GW]	**NEP 2030 (2019), Szenario C**	**InnoSys 2030**
Kernenergie	0,0	0,0
Braunkohle	9,0	9,0
Steinkohle	8,1	8,0
Erdgas	33,2	33,2
Kuppelgas	2,0	2,0
Mineralöl	0,9	0,9
Abfall	0,9	0,9
Sonstige konventionelle Erzeugung	0,9	0,9
Pumpspeicher	11,0	10,0
Speicherwasser	1,0	1,0
Sonstige Speicher	0,1	0,1
Kapazitätsreserve	2,0	2,0
Summe konventionelle Erzeugung	**69,1**	**68,1**
Wind Onshore	85,5	86,5
Wind Offshore	17,0	21,4
Photovoltaik	104,5	104,5
Biomasse	6,0	6,0
Laufwasser	4,0	4,0
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	**218,3**	**219,3**
Summe Erzeugung	**287,5**	**287,4**
Nettostromverbrauch [TWh]		
Nettostromverbrauch	576,5	576,5
Nettostromverbrauch ohne Flexibilitäten	548,3	548,3

Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]		
Haushaltswärmepumpen	4,1	4,1
Elektroautos	10,0	10,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]		
Power-to-Gas	3,0	3,0
PV-Batteriespeicher	10,1	10,1
Großbatteriespeicher	2,4	2,4
DSM (Industrie und GHD)	6,0	6,0

Ergänzend ist zu erwähnen, dass die neuen (2021) Ausbauziele des BMWK im Projekt nicht mehr berücksichtigt werden konnten.

3.1.5 Zeitreihengenerierung und Marktsimulation

Arbeitspaket 1.5, beteiligte Partner: IAEW, TenneT, Amprion, 50Hertz, TNG, EWE Netz, Mitnetz, Netze BW

Aufgrund der Ähnlichkeit des InnoSys 2030 Szenarios zum Ursprungsszenario des NEP2030 wurde auf Zeitreihen, regionale Verortung sowie Anlagenparameter zurückgegriffen, die im Rahmen des NEP 2030 (2019) für das Szenario C 2030 erstellt bzw. genutzt wurden. Dies umfasste den thermischen und hydraulischen Kraftwerkspark in Deutschland und der EU, Erneuerbare Energien sowie den Nettostromverbrauch und Flexibilitätsoptionen. Für weiterführende Informationen zur methodischen Vorgehensweise, unterstellten Annahmen und der regionalen Verortung, die den dargestellten installierten Erzeugungskapazitäten zugrunde liegen, wird daher auf die Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019), das NEP-Dokument selbst sowie die zusätzlichen Begleitdokumente verwiesen [3.1-1].

Die Zeitreihen jener Einheiten, die ihren Einsatz nicht am Markt optimieren (dezentrale Erzeugungseinheiten, Erneuerbare Energieanlagen und Lasten), wurden saldiert und auf Marktgebietsebene innerhalb der ENTSOE-Region aggregiert. Die Deckung der daraus resultierenden Residuallast erfolgt durch zentrale Erzeugungseinheiten. Die Einsatzentscheidungen sowie die Fahrpläne der zentralen Kraftwerks- und Speichereinheiten sowie der Flexibilitätsoptionen wurden mit Hilfe des am IAEW bestehenden Strommarktsimulationsverfahrens auf Basis eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsansatzes sowie dynamischer Programmierung ermittelt [3.1-3][3.1-4]. Das Verfahren ermöglicht eine detaillierte block- und stundenscharfe Nachbildung der europäischen day-ahead Spotmärkte. Um eine adäquate Preiskopplung der Marktzonen sicherzustellen, wurde eine Abbildung der Marktkopplung über das NTC-Verfahren gewählt (vereinfachtes Modell des EUPHEMIA-Marktkopplungsalgorithmus [3.1-5]). Durch mathematische Zerlegungsverfahren kann

eine Jahresoptimierung ohne zeitliche Fragmentierung der Optimierungshorizonte durchgeführt werden [3.1-6][3.1-7].

Zur Plausibilisierung der erzielten Marktsimulationsergebnisse wurden die Handelsflüsse zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten qualitativ mit denen des NEP 2030 (2019) verglichen.

3.1.6 Referenznetz

Arbeitspaket 1.6, beteiligte Partner: 50Hzt, AMP, TTG, TNG, AVA, EWE, MIT, NBW, IEE, IAEW, LEES, TUD, TUIL, PSI, SAG

Ziel des AP 1.6 war die Erstellung eines Referenznetzes, welches als Grundlage für die simulativen Untersuchungen der Arbeitspakete 3.1 und 3.2 diente. Zentrale Anforderung war dabei die gemeinsame Nutzbarkeit durch möglichst viele Simulationspartner. Durch das einheitliche Referenznetz sollte die Vergleichbarkeit verschiedener Ansätze gewährleistet werden. Dabei wurde zwischen der Erstellung eines stationären Netzmodells und eines dynamischen Netzmodelles unterschieden. Es wird zunächst die Erstellung des stationären Netzmodells beschrieben, bevor auf die Erstellung des dynamischen Netzmodells eingegangen wird. Zur Entwicklung des stationären Referenznetzes wurde im ersten Schritt ein Anforderungskatalog unter Mitarbeit aller beteiligten Projektpartner erstellt. Auf Basis der Anforderungen wurden die Arbeitsschritte für die Erstellung der Modelle festgelegt und durchgeführt:

1. Datenlieferung: Im ersten Schritt wurden die Netzdaten durch die beteiligten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Neben dem Integraldatensatz des NEP 2030, der als Grundlage zur Modellierung des Übertragungsnetzes diente, wurden auch Netzmodelle von Verteilnetzbetreibern übergeben.
2. Erstellung der CGMES–Datensätze des Übertragungsnetzmodells: Ausgangspunkt waren die von ÜNB übergebenen Integraldatensätze. Diese wurden in PowerFactory- und CGMES-Datensätze umgewandelt.
3. Zusammenfügen der Datensätze: Anschließend sollten die ÜN- und VN-Modelle kombiniert werden. Dies konnte jedoch final nicht durchgeführt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Disaggregation[2] auf Verteilnetzebene nicht möglich war. Insgesamt konnte somit kein lauffähiges gemeinsames ÜN/VN-Netz erstellt werden.
4. Implementierung der Jahreszeitreihen: Die Ergebnisse der Marktsimulation aus AP 1.5 mit Zeitreihen für 8760 h wurden für alle Lasten und Einspeiser im Netzmodell eingetragen. Im Anschluss wurde eine Verlustabschätzung vorgenommen und sowie der Einsatz grenznaher Phasenschiebertransformatoren optimiert.

[2] Verteilung der Marktsimulationsergebnisse von Transportnetzebene auf Verteilnetzebene

5. Plausibilisierung der Datensätze: Im Anschluss wurden die erstellten Datensätze plausibilisiert, indem die Leistungsflüsse mit denen der ursprünglichen Datensätze verglichen wurden. Zudem wurden die Ergebnisse von den ÜNB anhand eigener Erfahrungswerte plausibilisiert und eine korrekte Abbildung der Permanent Admissble Transmission Loadings (PATL) in allen Netzmodellen sichergestellt [3.1-8].
6. Blindleistungskalibrierung: Ziel der Blindleistungskalibrierung war die realitätsnahe Abbildung des Blindleistungsverhaltens der Verteilnetze sowie der Spannungshaltung im Übertragungsnetz. Um dies zu erreichen, wurden die folgenden Arbeitsschritte für das Netzmodell des Übertragungsnetzes durchgeführt:
    - Ermittlung von Ersatzcharakteristiken der Verteilnetze mittels einer nichtlinearen mehrdimensionalen Regression: Dazu lieferten die beteiligten VNB zunächst reale Wirk-Blindleistungszeitreihen für zwölf 110-kV-Netzgruppen. Das entwickelte Regressionsmodell erzeugte auf Basis dieser Zeitreihen je 110-kV-Netzkuppeltransformator in Abhängigkeit von Wirkleistungseinspeisung, Uhrzeit, Wochentag, Monat und Bevölkerungsdichte individuelle Blindleistungszeitreihen. Diese Zeitreihen wurden wiederum als Last auf der 110-kV-Seite des zugehörigen Netzkuppeltransformators modelliert. Die Blindleistungscharakteristik der bestehenden Lasten wurde zu null gesetzt.
    - Entfernung von synthetischen Blindleistungselementen (Extended Wards) aus stationärem Netzmodell.
    - Ermittlung von Droop-Koeffizienten und Droop-Berücksichtigung für Offshore-Erzeugung.
    - Ergänzung des Netzmodells um bereits geplante Blindleistungskompensationsanlagen.
    - Heuristische Ermittlung der Arbeitspunkte der Kompensationsanlagen.
    - Ergebnis: Konvergente Berechnung des Jahreslaufs unter Einhaltung der Spannungsbänder und Blindleistungsgrenzen respektive der Blindleistungspotentiale der vorhandenen Anlagen ohne synthetische Blindleistungsquellen.
    - Anschließende Bereitstellung der Blindleistungszeitreihen der Verteilnetz-Äquivalente, der Onshore-Windenergieanlagen sowie der Blindleistungskompensationsanlagen.
7. Dokumentation des Netzmodells

Die zu untersuchenden Fragestellungen der nachfolgenden Arbeitspakete erforderten Netzmodelle mit unterschiedlichen Detailgraden und Modellierungsansätzen. Anhand der beschriebenen Arbeitsschritte entstanden insgesamt vier Netzmodelle, welche folgend kurz vorgestellt werden.

- Modell 1: Transportnetz ohne Blindleistungskalibrierung
  Dieses Netz wurde mit zwei verschiedenen Netzausbauzuständen modelliert: Als erste Variante wurde der Planungsdatensatz des NEP 2030 (2019) inklusive der bestätigten Ausbaumaßnahmen mit vereinzelten topologischen Anpassungen (Hinzunahme von PST in Grohnde und Wahle, Hinzunahme einer Kuppelleitung zwischen Frankreich und Deutschland) ergänzt um sechs Netzbooster-Standorte angenommen. Als zweite Variante des Netzmodells wurde eine Verzögerung der Umsetzung des AC-Netzausbaus modelliert. Um für beide Varianten des Netzmodells identische Freiheitsgrade des Netzbetriebs zu erhalten, wurden hinsichtlich der HGÜ-Trassen, PST und Netzbooster keine Verzögerungen des Netzausbauzustandes angenommen.
- Modell 2: Transportnetz mit Blindleistungskalibrierung
- Modelle 3a und 3b (Verteilnetze):
  Transportnetz und Verteilnetze konnten aus den oben genannten Gründen nicht kombiniert werden und sind nicht zusammen lauffähig. Daher wurde die Kopplung eines kleinen Netzausschnittes (Bilanzknoten und Erzsatzelemente zum Verteilnetzgebiet) des Transportnetzes mit den Netzgruppen der Verteilnetze realisiert.
- Modell 4a und 4b (Verteilnetze):
  Für das Verteilnetzmodell der MITNETZ (Referenznetzmodell 3a) erfolgte die Erzeugung von Blindleistungszeitreihen im Rahmen eines Optimierungsschrittes der Implementierungen im AP 3.1 (Schwerpunkt Netzsicherheitsorientierte Ermittlung von Verteilnetzflexibilität / Redispatch 2.0 des Fraunhofer IEE)

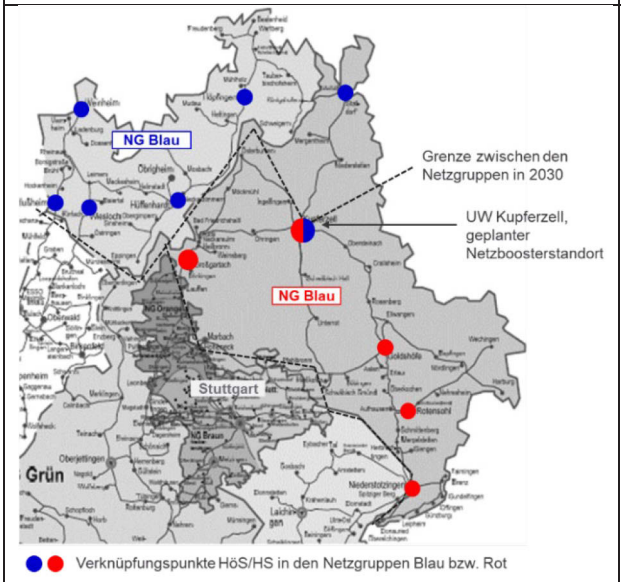
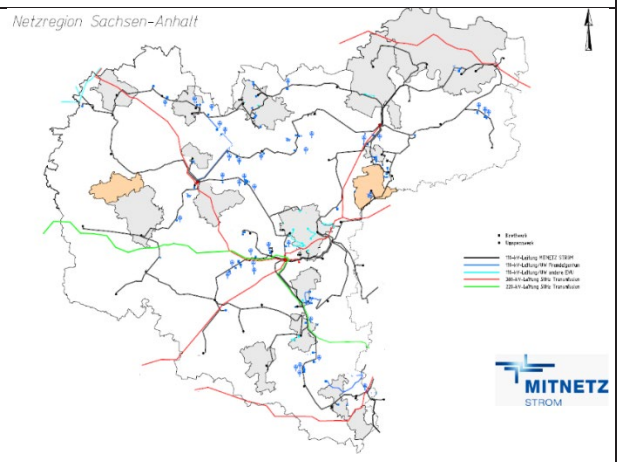
3.1.6.1 Verteilnetzmodelle

Im Rahmen des Projektes wurden für Berechnungen bzw. Simulationen je ein Modell eines 110-kV-Teilnetzes der Netze BW und der MITNETZ STROM aufbereitet. Die beiden gezielt ausgewählten Teilnetze unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Topologie sowie Last- und Erzeugungsstruktur deutlich. Das Teilnetz der MITNETZ STROM umfasst die Netzregion Sachsen-Anhalt und ist geprägt durch viele dezentrale Erzeugungsanlagen und lange Leitungen. Das gewählte Teilnetz der Netze BW repräsentiert die Netzgruppen Blau und Rot im Nordwesten von Baden-Württemberg. Diese Netzgruppen weisen eine enge Vermaschung mit dem Höchstspannungsnetz auf. Zudem befindet sich als Netzbooster-Standort das HöS/HS-Umspannwerk Kupferzell in dieser Region.

Eine Verknüpfung der Netzmodelle mit dem Modell des Übertragungsnetzes hat sich als zu komplex bzw. zu zeitaufwendig erwiesen und ein konvergierender Leistungsfluss ließ sich nicht zuverlässig sicherstellen. In den erstellten Verteilnetzmodellen wurde das Übertragungsnetz somit lediglich als Stromquelle einschließlich der ersten nachgelagerter Masche abgebildet. Die last- und erzeugungsseitigen Modellierungen des 110-kV-Netzes (installierte Leistung bzw. Zeitreihen) sind so parametriert, dass das Verhalten an den HöS/HS-Verknüpfungspunkten konsistent mit den Szenarien des Übertragungsnetzmodells ist.

Die verfügbaren Netzmodelle ermöglichen somit insbesondere Untersuchen bzgl. des an den Kuppelstellen verfügbaren Flexibilitätspotentials sowie die Identifikation kritischer Betriebszustände und netzspezifischer Randbedingungen. Aufgrund der separaten Modellierung der Verteilnetze erlauben die Modelle keine vollumfängliche Betrachtung von Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sowie der Berücksichtigung von Parallelflüssen.

Tabelle 3.1.6-1: Vergleich der betrachteten Verteilnetzgruppen

Netze BW: HS-Netzgruppen ROT und Blau	**MITNETZ: Netzregion Sachsen-Anhalt**
	
• 11 Verknüpfungspunkte HöS/HS • EE-Erzeugung: ca. 2,3 GW (2019) • Vermaschung mit HöS / Parallelflüsse	• 3 Verknüpfungspunkte HöS/HS • EE-Erzeugung: 5,2 GW • Max. Last: 1,5 GW

3.1.6.2 Dynamisches Referenznetz

Die Erstellung des dynamischen Netzmodells erfolgt anhand des in Abbildung 3-2 gezeigten Prozesses. Die Eingangsdaten für das dynamische Netzmodell im Rahmen der Aufbereitung des dynamischen Netzmodells sind neben der Modelltopologie aus Integral auch die Zeitreihen für Lasten und Erzeuger inklusiver aller Netzengpassmaßnahmen aus AP 3.1.

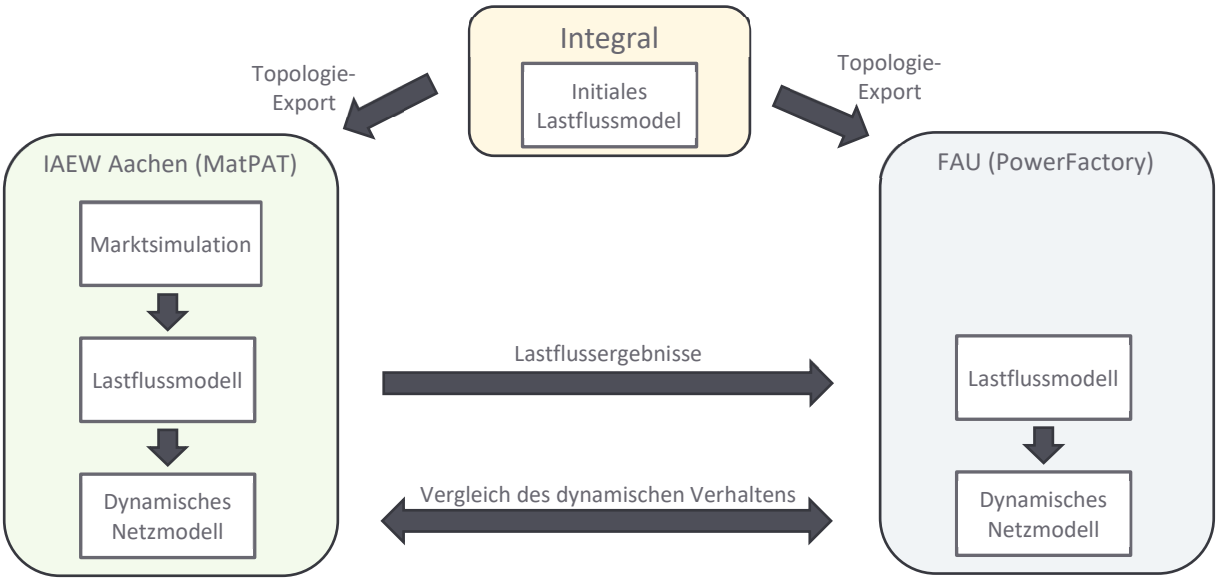


Abbildung 3-2: Prozess zur Erstellung eines dynamischen Referenznetzes in MatPAT und PowerFactory (siehe [3.1-9]).

In einem vorgelagerten Schritt sind diese Last- und Erzeugungszeitreihen sowie weitere Netzelemente von MatPAT nach PowerFactory überführt und implementiert worden. Vorrangig umfassen die weiteren Netzelemente zusätzlich notwendige Blindleistungskompensationsanlagen, wie beispielsweise STATCOMs oder Kondensatorbänke bzw. Drosselspulen, um die Konvergenz des Lastflusses unter Einhaltungen eines sinnvollen Spannungsbandes zu gewährleisten. Anschließend wurde das Netzmodell um dynamische Reglermodelle für Synchronmaschinen und leistungselektronische Betriebsmittel wie HGÜ-Kopfstationen, Windparks und STATCOMs erweitert. In einem letzten Schritt wurden Vergleichsrechnungen in MatPAT und DIgSILENT PowerFactory zur Plausibilisierung und Validierung des Netzmodells durchgeführt. Die Vergleichsrechnungen umfassen Lastflussberechnungen sowie Kurzschluss- und Zeitbereichssimulationen für ausgewählte Netznutzungsfälle.

Das Resultat des Prozesses ist ein dynamisches generisches Netzmodell von Kontinentaleuropa für das Planungsjahr 2030 in den Softwareumgebungen MatPat und PowerFactory. Es umfasst 8760 Netznutzungsfälle mit plausiblen Spannungsprofilen. Trotz des durch die hohe Anzahl an Modellierungsannahmen bedingten Raumes für Abweichungen im dynamischen Verhalten, wird in beiden Softwareumgebungen in vergleichbaren Netzsituationen ein ähnliches dynamisches Verhalten erzielt.

Neben den hier beschriebenen dynamischen Referenznetzen wurden dynamische Testnetze zur Untersuchung von verschiedenen Maßnahmen entwickelt. Basis war hier das IEEE-Testsystem zur Bewertung der Spannungsstabilität, das Nordic Test System. Dieses wurde entsprechend der

jeweiligen Untersuchungen und Maßnahmen modifiziert und erweitert (siehe [3.1-10] und Abschnitt 3.3.2.6.)

Quellenverweise - 3.1 Ausgangssituation und Szenarien

[3.1-1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, “Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,” 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/. Zugriff am: 14. März 2022

[3.1-2] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Ten Year Network Development Plan 2016“, Brüssel, 2016. [Online] Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2016/. Zugriff am: 14. März 2022

[3.1-3] M. Carrion and J. M. Arroyo, “A computationally efficient mixedinteger linear formulation for the thermal unit commitment problem,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, Aug. 2006.

[3.1-4] S. Raths, “Ein Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten Strommarkt,” Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2020.

[3.1-5] NEMO Committee, “Euphemia public description -single price coupling algortithm,” 2019.

[3.1-6] L. Wyrwoll, M. Nobis, S. Raths, and A. Moser, “Evolution of fundamental price determination within electricity market simulations,” Energies, vol. 14, no. 17, p. 5454, 2021.

[3.1-7] N. Nobis, A. Blank, K. Kollenda et al., „Mid-Term Congestions Forecast in the GermanTransmission Grid“, 54th International Universities Power Engineering Conference, UPEC 19, 2019-09-03 - 2019-09-06, Bucharest, Romania

[3.1-8] https://www.netztransparenz.de/portals/1/%c3%9cNB-DeutschesGrenzwertkonzept_202111.pdf

[3.1-9] J. Porst, I. Burlakin, , E. Scheiner, M. Luther, S. Samaan, , M. Knittel, M. Momeni, A. Moser, H. Just, S. Horn, „Best Practice for Creating Dynamic Network Models based on Power Flow Models for DSA Applications“, 17. Symposium Energieinnovation, TU Graz, Österreich, 2022

[3.1-10] E. Heusinger, J. Porst, A. Raab, M. Luther and S. Samaan, "Impact of Inverter-Based Generation on Voltage Stability in a Modified Nordic Test System," 2021 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/KPEC51835.2021.9446224

3.2 Maßnahmen und Konzepte

Das Teilprojekt 2 umfasst die Erstellung und Kombination von verschiedenen Maßnahmen und Konzepten unter Nutzung von Primärtechnik, über die Sekundär- und Leittechnik bis hin zur Informations- und Kommunikationssicherheit.

AP 2.1 und AP 2.2 haben bestehende und neuartige netz- und marktbezogene Maßnahmen und Flexibilitäten identifiziert und analysiert, die im Rahmen des präventiven Engpassmanagements oder zu einer möglichen kurativen Entlastung des Übertragungsnetzes (inkl. Schnittstelle zu den Verteilnetzen) genutzt werden können und zu einer effizienten Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur beitragen können. Diese Maßnahmen dienten als Grundlage für die Konzeptentwicklung in AP 2.5 und für die Untersuchungen im TP 3.

In AP 2.3 wurden die Nutzung primärtechnischer, thermischer Reserven sowie Schutzmaßnahmen und Systemschutz/-automatiken (Special Protection Schemes bzw. Wide Area System Protection), die räumlich verteilte Informationen auswerten und automatisiert in den Betrieb des Netzes eingreifen, untersucht. Darüber hinaus wurde die Thematik des Monitorings genauer beleuchtet.

Aufbauend auf den Ergebnissen aus TP 1 (Ausgangssituation und Szenarien) wurden im AP 2.4 die gängigen Methoden zur Stabilitätsbewertung weiterentwickelt. Der Fokus lag auf der Identifikation stabilisierender Maßnahmen und der Entwicklung eines Prozesses zur zukünftigen Netzsicherheitsrechnung, der eine ganzheitliche Bewertung der Systemstabilität zum Ziel hat. Diese Methoden und Modelle dienen als Grundlage für dynamische Untersuchungen im AP 3.2

Im AP 2.5 wurden die in den vorgelagerten Arbeitspaketen identifizierten Maßnahmen in umfassende und praxistaugliche Systemführungskonzepte für den potentiellen Einsatz in der operativen Systemführung überführt.

Da diese Konzepte eine hohe Kommunikationsfähigkeit voraussetzen, wurden im AP 2.6 Ansätze zur Detektion von Cyber-Angriffen im IT-Netz mit besonderem Augenmerk auf dem gesteigerten Informationsbedarf neuer, innovativer Konzepte entwickelt.

Ziele:

1. Entwicklung innovativer und praxistauglicher Systemführungskonzepte unter Beachtung aller Anforderungen an die Systemsicherheit sowie wirtschaftlicher und ggf. regulatorischer Rahmenbedingungen zur Weiterverwendung in den nachfolgenden Teilprojekten wie z. B. TP 3 bzw. TP 5.
2. Identifikation, Analyse, Beurteilung, Beschreibung, qualitative Potentialabschätzung und Bewertung bestehender und neuartiger Maßnahmen und Konzepte zur Beeinflussung der Netzbelastung im Normalbetrieb wie auch *präventiver* und *kurativer Maßnahmen* zur Stabilisierung des Netzes im Falle einer Störung. Hierunter fällt u. a. auch die

Nutzbarmachung von Flexibilitäten an der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz.

3. Identifikation, Analyse und Beschreibung innovativer Optimierungsverfahren und Algorithmen, welche die rechenintensive Maßnahmenidentifikation und -bewertung in angemessener Zeit in einem Leitsystem ermöglichen.
4. Verzahnung von Schutzsystem und Leitwarte aus methodischer Sicht sowie von Systemautomatiken mit Wide-Area-Messdaten und zentralen Vorgaben aus dem Leitsystem, sodass Schutzmaßnahmen und -algorithmen sich an Betriebs- und Störfallsituationen anpassen können und gegenüber volatilen Betriebszuständen unempfindlicher sind.
5. Identifikation und Analyse leittechnischer Anforderungen, Mess-, State Estimations-, Prognoseverfahren sowie Monitoring-Funktionen zur Nutzung temporärer Überlastfähigkeit primärtechnischer Betriebsmittel, z. B. zur Bestimmung und Nutzung der bis zur kritischen Erwärmung zur Verfügung stehenden Zeit.
6. Entwicklung einer Analysemethodik zur Bewertung der Systemstabilität (Fokus auf Spannungs- und Polradwinkelstabilität).
7. Technische Prozessanalyse: Analyse der Integrationsmöglichkeiten in die bestehende Prozesslandschaft der Systemführung (Betriebsplanung, Close-to-Realtime, Realtime).
8. Umfeldanalyse, z. B. Auswirkung auf Nachbar-ÜNB, VNB, Kraftwerksbetreiber, etc. und ggf. notwendiger Koordinationsbedarf.

3.2.1 Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung im Normalbetrieb / Kurative Entlastung (stationär)

Arbeitspaket 2.1 / 2.2, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, AVA, MIT, NBW, IEE, LEES, TUD, PSI, SAG

Die Arbeitspakete 2.1 und 2.2 wurden nach Projektstart zum Arbeitspaket 2.1/2.2 zusammengefasst, da die jeweiligen Themenschwerpunkte (*präventive* und *kurative Maßnahmen*) eng beieinanderliegen.

Im Arbeitspaket 2.1/2.2 wurden vor allem die netz- und marktbezogenen Maßnahmen behandelt, die für den präventiven und/oder kurativen Einsatz in Frage kommen. Die Basis dafür wurde mit dem Arbeitspaket 1.3 gelegt, in dem die verschiedenen Technologien grundsätzlich beschrieben wurden. Darüber hinaus wurden im Arbeitspaket 2.1/2.2 Methoden zur Leistungsflussoptimierung und zur Flexibilitätsbestimmung entwickelt, die die Grundlage für die Untersuchungen im Teilprojekt 3 bildeten.

Die weiteren Ausführungen stellen eine Kurzübersicht der jeweiligen Ergebnisdokumente in den Themenfeldern dar:

- Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung,

- Formulierung der Leistungsflussoptimierung für den Übertragungsnetzbetrieb,
- Methode zur Platzierung von Betriebsmitteln und Anlagen sowie
- Methode zur Berechnung der Flexibilität unterlagerter Netzabschnitte.

3.2.1.1 Sammlung und Beschreibung möglicher Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung

Im Rahmen von AP 2.1 /2.2 wurden aufbauend auf den technologischen Szenarien in AP 1.3 insgesamt 16 bestehende und neuartige netz- und marktbezogene Maßnahmen und Flexibilitäten identifiziert, die zu einer Höherauslastung des Übertragungsnetzes beitragen können. Diese sind in Tabelle 3.2.1-1 beschrieben. Sie lassen sich den folgenden vier Maßnahmenbündeln zuordnen:

- Maßnahmen zur horizontalen Leistungsflussbeeinflussung (*Leistungsflussbeeinflussende Betriebsmittel*, LFB)
- Maßnahmen zur Spannungshaltung (Spannung)
- Maßnahmen zur Erzeugungs- oder Lastanpassung im Übertragungsnetz (Erz./Last ÜN)
- Maßnahmen zur Erzeugungs- oder Lastanpassung im Verteilnetz (Erz./Last VN)

Die Maßnahmen sind grundsätzlich sowohl im präventiven als auch im kurativen Engpassmanagement einsetzbar. Eine Ausnahme stellt der Netzbooster dar, für den ausschließlich eine kurative Einsatzweise vorgesehen ist. Insgesamt wurden 14 Maßnahmen als relevant für die weitere Konzeptentwicklung eingestuft. Diese wurden hinsichtlich ihrer technischen und prozessualen Eigenschaften analysiert und in Form von Steckbriefen detailliert beschrieben. Zu den Eigenschaften gehören u. a.:

- Allgemeine Beschreibung zur Technologie
- Elektrische Wirkungsweise
- Stellgrößen, Steuerung
- Technische Funktionsweise und Restriktionen
- Einsatzhäufigkeit
- Verfahren und Prozess zur Einsatzermittlung
- Koordinationsbedarf
- Algorithmische Analyse

Die Maßnahmen „Querkompensation“ und „Transformator mit Längs- und/oder Schrägregelung“ wurden im Projektverlauf nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 3.2.1-1: Maßnahmenübersicht und Einordnung nach präventivem und/oder kurativem Einsatz bzw. weiterer Betrachtung im Rahmen der Konzeptentwicklung

Kategorie	**Maßnahmen-bezeichnung**	**Kurzbeschreibung**	**Präventiv**	**Kurativ**	**Konzepte**
LFB	HGÜ-System	Einstellung der Übertragungsleistung bei HGÜ-Systemen sowie – falls möglich – der Blindleistung an den Konverterstationen	X	X	X
LFB	Längs-kompensation	Zuschaltung einer seriellen Reaktanz oder Kapazität in eine Leitung zur Impedanzveränderung (TCSC, TSSC, SSSC)	X	X	X
Spannung	Quer-kompensation	Zuschaltung einer parallelen Reaktanz oder Kapazität zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensator, Drosselspule, TSR, TSC, TCR, SVC, STATCOM) sowie Einstellung rotierender Phasenschieber	X	X	
LFB	Topologie-Schaltmaßnahme	Änderung der Netztopologie durch Zu- oder Abschaltung von Leitungen sowie Veränderungen der Sammelschienenkonfiguration	X	X	X
Spannung	Transformator mit Längs- und/oder Schräg-regelung	Stufung längs und/oder schräg regelbarer Netzkuppel-, Maschinen- oder HöS/-HS-Transformatoren	X	X	
LFB	Transformator mit Quer-regelung	Stufung quer regelbarer Transformatoren (PST, TCPST)	X	X	X
LFB	Kombinierte FACTS-Elemente	Weitere umrichterbasierte *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) Betriebsmittel, die seriell und parallel eingebracht werden (DPFC, IPFC, (G)UPFC)	X	X	X
Erz./Last ÜN	Abregelung Offshore-Windparks	Einspeisemanagement von Offshore-Windenergieanlagen	X	X	X
Erz./Last ÜN	Besondere netztechnische Betriebsmittel	Anpassung der Einspeisung besonderer netztechnischer Betriebsmittel (bnBm) und Netzreservekraftwerke	X	X	X
Erz./Last ÜN	Grenzüber-schreitende Redispatch-Maßnahme	Anpassung der Einspeisung im Ausland befindlicher Erzeugungsanlagen	X	X	X
Erz./Last ÜN	Konventionelle Redispatch-Maßnahme	Anpassung der Einspeisung konventioneller Kraftwerke und Speicheranlagen	X	X	X
Erz./Last ÜN	Power-to-Gas-Anlage	Anpassung der Ausspeisung von auf Übertragungsnetzebenen angeschlossenen Power-to-Gas-Anlagen	X	X	X
Erz./Last ÜN	Powert-to-Heat-Anlage	Anpassung der Ausspeisung von auf Übertragungsnetzebenen angeschlossenen Power-to-Heat-Anlagen	X	X	X

Erz./Last ÜN	Netzbooster	Spezielles kuratives Einsatzkonzept mit Batteriespeichern ggf. kombiniert mit der Abregelung von Windenergieanlagen		X	X
Erz./Last VN	Steuerung von Erzeugungs-anlagen in unterlagerten Netzebenen	Anpassung der Einspeisung nicht-konventioneller Erzeugungsanlagen (u.a. Wind, PV, KWK), die im Verteilnetz angeschlossen sind	X	X	X
Erz./Last VN	Einsatz von Speichersystem en und Verbrauchern in unterlagerten Netzebenen	Anpassung der Einspeisung von Speichersystemen (elektrisch, thermisch) sowie Steuerung von Verbrauchern (DSM), die im Verteilnetz angeschlossen sind	X	X	X

3.2.1.2 Allgemeine Formulierung der Leistungsflussoptimierung für den Übertragungsnetzbetrieb

Mit dem Ziel den Betriebsplanungsprozess und insbesondere die Dimensionierung von *präventiven* und *kurativen Maßnahmen* im Rahmen von InnoSys 2030 in einem geschlossenen Optimierungsproblem abzubilden, wurden mögliche mathematische Formulierungen dieses Problems auf Basis bestehender, gängiger Literatur gemeinsam algorithmisch analysiert und dokumentiert. Hierbei wurde das Grundproblem zunächst allgemein definiert, um anschließend zu beschreiben, welchen Beitrag einzelne Maßnahmen und deren präventiver oder kurativer Einsatz zur Problemformulierung liefern. Außerdem wurden existierende Verfahren zur Komplexitätsreduktion und Lösungsmethoden für die beschriebene Problemklasse dargestellt. Die Arbeitsergebnisse dieses Schrittes dienten in erster Linie als Diskussions- und Formulierungsgrundlage für die vertiefende Verfahrensentwicklung in TP 3.

3.2.1.3 Methode zur Platzierung von Betriebsmitteln und Anlagen

Die ursprünglich im Arbeitspaket 2.1/2.2 vorgesehene Methodenentwicklung zur Platzierung von Betriebsmitteln und Anlagen wurde im Arbeitspaket 3.1 durchgeführt.

3.2.1.4 Methode zur Berechnung der Flexibilität unterlagerter Netzabschnitte

Im Rahmen von AP 2.1/2.2 wurde eine Methode zur Berechnung der Flexibilität unterlagerter Netzabschnitte entwickelt. Als Grundlage wurde zunächst eine Definition der Flexibilität, die ein unterlagerter Netzabschnitt für die Betriebsführung des Übertragungsnetzes zur Verfügung stellen kann, ohne dabei betriebliche Grenzwerte im unterlagerten Netzabschnitt zu verletzen, erarbeitet. In diesem Zusammenhang relevante Begriffe sind das Einzelflexibilitätspotential von flexiblen Anlagen (z. B. dezentrale Erzeugungsanlagen) im unterlagerten Netzabschnitt sowie das zulässige, aggregierte Stellpotential an der Kuppelstelle zum Übertragungsnetz.

Weiterhin wurde ein Überblick über verschiedene Berechnungsmethoden zur Bestimmung des zulässigen, aggregierten Stellbereiches erstellt, die Vor- und Nachteile der einzelnen Methoden aufgezeigt und eine Einschätzung zur Einsetzbarkeit der Methoden vorgenommen. Ein Berechnungsverfahren wurde detailliert beschrieben.

3.2.2 Schutz, temporäre Überlast und Monitoring

Arbeitspaket 2.3, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, MIT, LEES, TUD, PSI, SAG

Nach der Vorstellung und Evaluation der einzelnen kurativen Maßnahmen wurden in diesem Arbeitspaket systemische Aspekte entwickelt, welche für den Betrieb eines kurativen Systemführungskonzeptes unabdingbar sind. Im ersten Teil des Kapitels wird eine Methode zur Berechnung der Kurativen Grenzwerte, speziell der TATL vorgestellt. Diese Grenzwerte müssen, nachdem sie in der Betriebsplanung vorab bestimmt wurden, auch in Echtzeit überwacht werden. Dazu werden in den entsprechenden Unterkapiteln Methoden vorgestellt, welche in InnoSys erforscht wurden.

Für die Aktivierung der kurativen Maßnahmen werden neue Methoden und Konzepte benötigt, welche in die Systemführungslandschaft der Netzbetreiber integriert werden müssen. Dazu wurde in InnoSys 2030 das Konzept der Special Protection Schemes als Anwendungsbeispiel für die automatisierte Aktivierung der kurativen Maßnahmen ausgearbeitet. Dies wird im dritten Teil dieses Kapitels eingeführt. Systemschutz ist eine elementare Aufgabe der Netzbetreiber und muss auch in einer kurativen Systemführung von Anfang an mitgedacht werden. Im letzten Abschnitt werden die neuen Anforderungen an die Schutztechnik in einem kurativen Regime diskutiert.

Im Arbeitspaket ist weiterhin das kurative Grenzwertkonzept entwickelt worden (siehe Abbildung 3-3). Elemente aus diesem sind auch im mittlerweile veröffentlichten Deutschen Grenzwert Konzept der Übertragungsnetzbetreiber wieder zu finden, welches parallel zum Projekt entwickelt wurde. Speziell wurden Stromgrenzen definiert, welche im kurativen Systemführungskonzept für die Ermittlung der TATL-Werte berücksichtigt werden müssen. Zu nennen sind hier vor allem die thermischen Engpassströme der einzelnen Betriebsmittel, aber auch systemische Grenzwerte, der Schutzengpassstrom oder der Stabilitätsengpassstrom, welche in Zukunft zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Aber auch externe Grenzen (z.B. Begrenzungen wegen Genehmigungen) spielen eine Rolle (siehe Abbildung 3-3). Weiter wurde festgelegt, dass für die Potenzialanalyse im Projekt sowie die Simulationen eine maximale obere Grenze für PATL und TATL von 4 kA für die relevanten Stromkreise angenommen wird. Im Projekt wurden drei TATL Zeitfenster definiert, welche sich an den Möglichkeiten der Betriebsmittel hinsichtlich Schnelligkeit der Aktivierung orientieren. Ein Zeitfenster <10s (Arbeitshypothese 1s, „sehr schnell“), ein Zwei-Minuten-Zeitfenster („schnell“) sowie ein 15-Minuten-Zeitfenster („langsam“). Die Methode zur Berechnung der TATL wird im folgenden Abschnitt näher beschrieben.

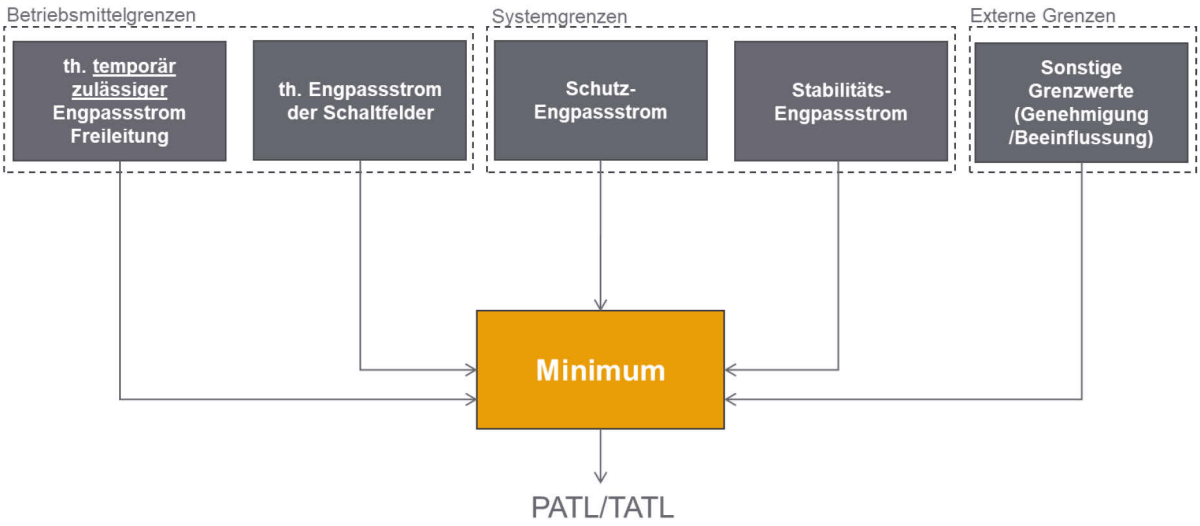


Abbildung 3-3: Kurratives Grenzwertkonzept

3.2.2.1 Thermische Reserven von Freileitungen

Zur erfolgreichen Nutzung von kurativen Maßnahmen ist eine temporäre Höherauslastung einzelner Betriebsmittel unerlässlich. Dabei geht es um das Zeitfenster zwischen Fehlereintritt und vollumfänglicher Aktivierung der kurativen Maßnahmen. Um die Sicherheit des Netzes nicht zu gefährden, muss die Belastung in diesem Zeitfenster im Vorfeld möglichst exakt berechnet werden. Die Bestimmung der thermischen Reserve erfolgt in den dargestellten drei Schritten, die generell für alle Betriebsmittel gelten. Im Folgenden erfolgt jedoch die Quantifizierung der temporären Höherauslastung von Freileitungen.

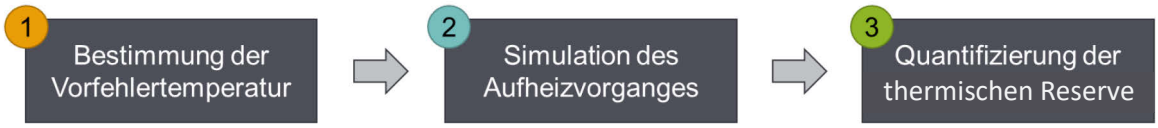


Abbildung 3-4: Prozess zur Quantifizierung der Überlastbarkeit

Im ersten Schritt ist die Temperatur des Betriebsmittels im Normalzustand (vor dem Fehlereintritt) zu bestimmen. Die direkte Messung der Freileitungstemperatur mittels punktuell verwendeter Sensoren im Netz ist häufig nicht in der Lage, Temperaturveränderungen oder Hotspots entlang der Trasse ausreichend zu detektieren. Zudem ist eine weitreichende Umsetzung im Netz wirtschaftlich nicht realisierbar. Daher wird die Freileitungstemperatur unter Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften des Betriebsmittels, der Strombelastung sowie den Witterungsbedingungen mithilfe von thermischen Modellen errechnet.

Die thermische Modellierung der Freileitung erfolgt auf Basis von Differentialgleichungen der Wärmebilanz gemäß IEEE Std 738-2012 [3.2-1] und ermöglicht die simulationsgestützte Bestimmung

der Leiterseiltemperatur unter gegebenen Rahmenbedingungen. Alle nichtlinearen erwärmenden und abkühlenden Einflüsse auf die Leitung werden zur Bestimmung der zeitlichen Änderung der mittleren Leiterseiltemperatur berücksichtigt. Da im Vorfehlerfall ein stationärer Betrieb des Netzes angenommen wird, ist die Wärmebilanzgleichung zunächst ausgeglichen und die Leiterseiltemperatur konstant, wodurch die zeitliche Komponente sowie die Wärmekapazität der Leitung vernachlässigt werden können. Aufheizende und abkühlende Effekte befinden sich im Gleichgewicht. In Abhängigkeit der Wetterbedingungen lässt sich somit die Temperatur im Vorfehlerfall bestimmen und als Anfangswert für die dynamische Berechnung des Aufheizvorgangs verwenden.

Der Temperaturanstieg infolge des erhöhten Nachfehlerstroms ist insbesondere für die Maßnahmenbestimmung des kurativen Engpassmanagements entscheidend, da dieser das Zeitfenster für die Umsetzung der Maßnahmen vorgibt. Das thermische Modell zur Bestimmung der Freileitungstemperatur wird zur Simulation des Aufheizvorgangs dynamisch um die Betrachtung der zeitlichen Änderung der mittleren Leiterseiltemperatur und der Wärmekapazität der Leitung erweitert.

Nach der Analyse des Aufheizvorganges kann die Überlastbarkeit des Betriebsmittels quantifiziert werden. Im Kontext von InnoSys 2030 wird insbesondere der Ansatz zur TATL-Bestimmung verfolgt, da sich hieraus Vorteile bei der Optimierung kurativer Maßnahmen ergeben. So bietet die Festlegung einer skalaren Obergrenze für den Nachfehlerstrom Vorteile bei der optimierten Auswahl kurativer Maßnahmen, da diese Grenze unter Berücksichtigung des benötigten Zeitfensters der Maßnahme schon vor Fehlereintritt bestimmt werden kann. Für Echtzeitberechnungen im Fehlerfall ist die Bestimmung der thermischen Reserve zu bevorzugen. Da in diesem Fall der Nachfehlerstrom bekannt ist, kann dieser genutzt werden um gemeinsam mit dem Vorfehlerstrom und den benötigten Wetter- und Leitungsparametern, die *thermische Reserve* zu berechnen. Diese quantifiziert das Zeitfenster vom Fehlereintritt bis zur Erhitzung des Leiterseils auf die entsprechende Maximaltemperatur.

3.2.2.2 Vorbelastung durch den Kurzschlussstrom

Im thermischen Leiterseilmodell wird die langfristige Stromerhöhung einer Leitung aufgrund eines Fehlerereignisses modelliert. Allerdings fließt auch der viel größere Kurzschlussstrom vor dem Abschalten der fehlerhaften Leitung zumindest teilweise und für eine kurze Zeit (max. 150 ms, Fehlerklärungszeit) über die betrachtete Leitung. Zur Modellierung des Einflusses des Kurzschlussstroms wird ein adiabates Modell [3.2-2] verwendet, da innerhalb des kurzen Zeitfensters keine Wärme mit der Umgebung ausgetauscht wird.

Beim Vergleich des adiabatischen und thermischen Modells zeigt sich, dass der Einfluss des Kurzschlussstroms auf die Leiterseiltemperatur für die meisten Leitungen auf weniger als 5 K beschränkt ist. Die Berücksichtigung des Fehlerstroms kann somit über die Addition des Temperaturanstiegs infolge des Kurzschlussstroms zur initialen Leiterseiltemperatur umgesetzt werden. Dies hat den Vorteil, dass die Berechnungsdauer durch diesen Effekt nicht vergrößert wird.

3.2.2.3 Beeinflussung verschiedener TATL-Zeitfenster untereinander

Bei aufeinanderfolgenden TATL-Zeitfenstern ist zu bedenken, dass der Anteil der thermischen Reserve, der bereits für die vorhergehenden, schnellen Maßnahmen aufgewendet wurde, nicht mehr für die nachfolgenden, langsamen Maßnahmen zur Verfügung steht, da sich die Leitung bereits aufgeheizt hat.

Um einer Überschätzung der thermischen Belastbarkeit vorzubeugen, kann eine optimierte Aufteilung des vorhandenen Potenzials mithilfe eines energetischen Ansatzes innerhalb der zentralen Optimierungsfunktion erfolgen. Dafür muss die Dimensionierung und Begrenzung der Zeitfenster unter Berücksichtigung der Dauer und der Wirkung der kurativen Maßnahmen in die Optimierungsfunktion integriert werden.

Wird eine feste Grenze gewünscht, so kann die Begrenzung des Zeitfensters anhand einer maximal erlaubten Leitungstemperatur vorgenommen werden. Dadurch wird, im Gegensatz zur Begrenzung der Zeitfenster mittels eines festen Stromgrenzwertes, eine stabile und gut vorhersehbare Funktionsweise unabhängig von den aktuellen Wetterbedingungen erreicht. Allerdings wird hierbei das vorhandene Potenzial nicht optimal ausgenutzt.

Welche dieser Vorgehensmöglichkeiten gewählt wird, hängt vor allem von den Anforderungen an das Modell ab und wieviel Planbarkeit und Eingriffsmöglichkeiten durch den Systemführungsprozess gefordert werden. So kann beispielsweise zunächst mit festen Temperaturgrenzen gearbeitet werden und zu einem späteren Zeitpunkt eine zentrale Optimierung mehrerer Variablen vorgenommen werden, um einen effizienteren Betrieb zu ermöglichen.

Zudem bleibt zu berücksichtigen, dass sich im aktuellen Netz viele systemische sowie teilweise auch externe Grenzwerte deutlich restriktiver auswirken als die thermischen Grenzwerte. So sind in der Praxis die thermischen Grenzen bei kurzen Zeitfenstern selten entscheidend, vielmehr wird der TATL für diese Zeitfenster durch die beispielsweise thermische Belastbarkeit der Schaltfelder oder anderer externer Grenzwerte begrenzt.

3.2.2.4 Erstellung von TATL-Zeitreihen

Auf Basis der beschriebenen Quantifizierungsmechanismen wurde ein Tool zur Bestimmung von TATL-Zeitreihen erstellt. Mit Hilfe dieses Tools konnten TATL-Werte für verschiedene Vorbelastungswerte und Zeitfenster bestimmt werden. Neben den fertigen Zeitreihen für feste Vorbelastungen und Zeitfenster, konnte das Tool auch von Partnern direkt genutzt werden, um angepasste Zeitreihen zu bestimmen. Somit gab es zwei Vorgehensweisen, mit deren Hilfe die thermischen Grenzwerte in die Bestimmung von kurativen Maßnahmen eingebunden werden konnten.

3.2.2.5 Monitoring Tools (Hybride State Estimation)

Mit dem Wandel der elektrischen Energieversorgung verändern sich zunehmend die täglichen Herausforderungen in der Netzbetriebsführung. Daher ist für die kontinuierliche Überwachung und

Steuerung des Netzes, die Erfassung eines aktuellen, konsistenten Netzzustandes essentiell. Die PSI hat im Rahmen von AP 2.3 einen prototypischen Algorithmus zur Schätzung eines konsistenten Netzzustandes unter Berücksichtigung von SCADA und PMU-Messwerten entwickelt.

Diese „hybride State Estimation“ entgegnet den folgenden Herausforderungen:

- Wachsende Netzdynamik
- Unbekannte Netztopologie
- Mangelnde Beobachtbarkeit
- Heterogene Messinfrastruktur

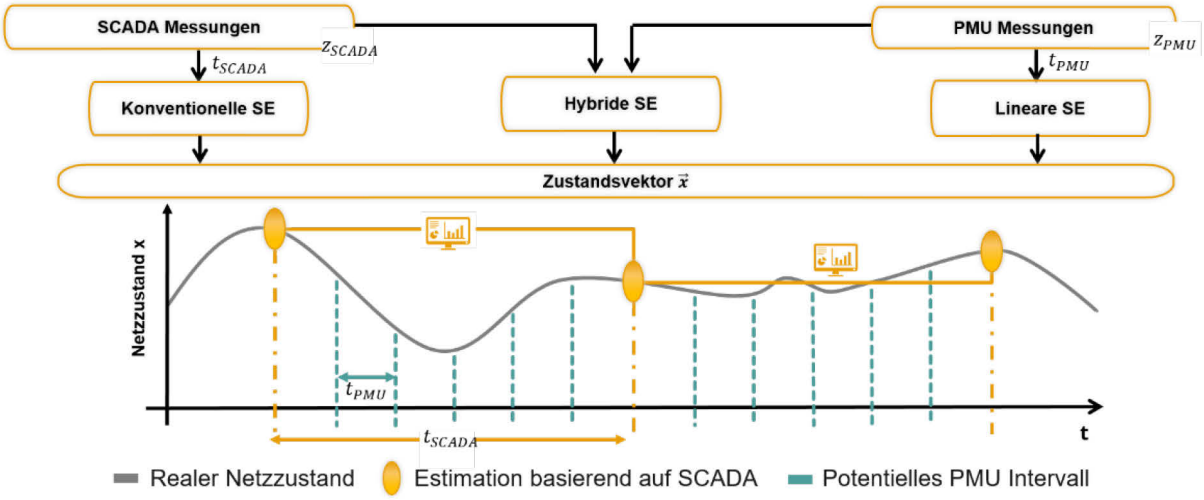


Abbildung 3-5: Motivation - Hybride State Estimation

Durch die hybride State Estimation ist eine genauere und kurzzyklischere Netzzustandserfassung potentiell möglich. Der Zusammenhang zwischen den Eingangsdaten (SCADA-Messungen und/oder PMU-Messungen) sowie den verschiedenen Klassifikationen der State Estimation (nichtlinear bzw. konventionell, hybrid und linear) ist in Abbildung 3-5 dargestellt.

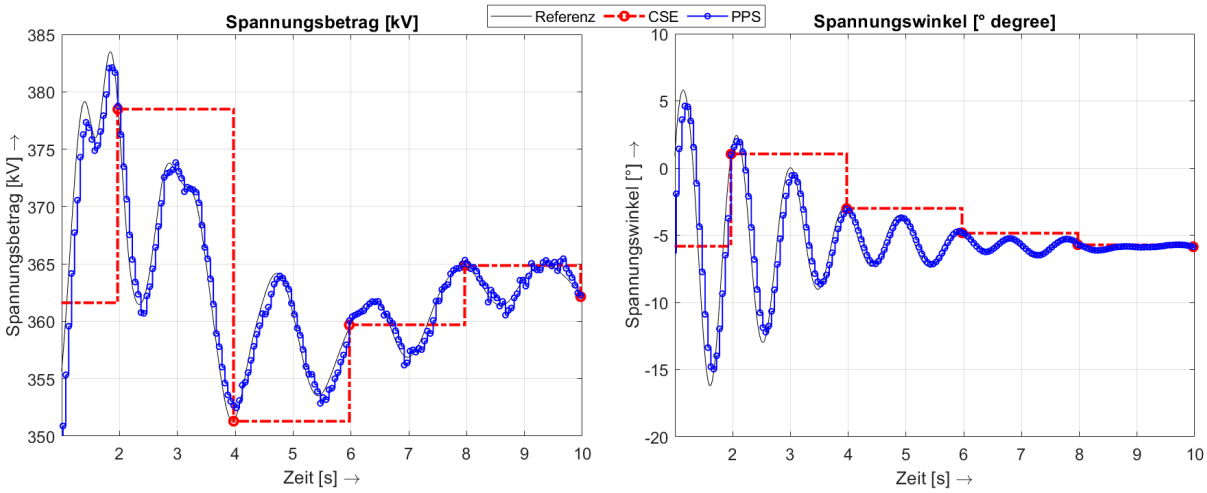


Abbildung 3-6: Beispielhafte Simulationsergebnisse - Hybride State Estimation

Das in InnoSys entwickelte Verfahren berücksichtigt einen linearen Nachbearbeitungsschritt (Post Processing Step – PPS). Dies bedeutet, dass nach erfolgreicher Durchführung einer nichtlinearen State Estimation (Conventional State Estimation – CSE) das Ergebnis durch zusätzliche PMU-Messungen aktualisiert bzw. verbessert wird. Dadurch wird das Estimationsintervall verkürzt und die Genauigkeit und Synchronität von PMU-Messwerten ohne hohen zusätzlichen Rechenaufwand ausgenutzt. Ein beispielhaftes Ergebnis ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

3.2.2.6 Monitoring Tools (Elektro-Thermische Lastflussrechnung)

Bei einer konventionellen Lastflussrechnung werden die Leitungs- bzw. Zweigwiderstände im Netz als konstant angenommen, obwohl sie empfindlich auf die Temperatur und damit auf die Belastung und Verluste der Zweige reagieren. Diese vereinfachte Form der Modellierung hat zur Folge, dass beispielweise die Berechnungen der Leitungsverluste und damit die Leitungsauslastungen Ungenauigkeiten aufweisen, da der Wirkwiderstand einer Leitung sich mit zunehmender bzw. abnehmender Temperatur ändert.

Die PSI hat im Rahmen von AP 2.3 eine Methode entwickelt, in welcher die konventionelle Lastflussrechnung, um temperatur- als auch witterungsabhängige Leitungsmodelle erweitert wird. Diese Methodik der „elektro-thermischen Lastflussrechnung“ bietet eine Abschätzung der Leitungstemperaturen, ohne dass flächendeckende direkte Temperaturmessungen zur Bestimmung des thermischen Verhaltens von Freileitungen benötigt werden. Somit wird auch die Berechnungsgenauigkeit von Wirkleistungsverlusten und Leitungsauslastungen der Zweigelemente im Netz verbessert.

3.2.2.7 Special Protection Schemes

Die Ausgestaltungsvarianten eines Special Protection Schemes (SpPS) wurden in InnoSys 2030 in einer eigenen Arbeitsgruppe („Taskforce“) innerhalb des Arbeitspakets 2.3 ausgearbeitet.

Unter dem Sammelbegriff Special Protection Scheme (SpPS) werden Konzepte, Systeme und Einrichtungen verstanden, die diese hinreichend heilenden Reaktionen auf bspw. Grenzwertverletzungen oder Ausfälle automatisiert im Netz realisieren und dabei kaskadierende Schutzauslösungen verhindern. Aus der Tatsache, dass sich nach der Abschaltung eines Fehlers durch den Selektivschutz das Netz noch nicht in einem (n-0)-sicheren Zustand befindet, folgt zwingend, dass an SpPS mindestens dieselben Anforderungen bezüglich selektiver Wirkung, hinreichend schneller Reaktionszeit, hoher Zuverlässigkeit und Genauigkeit (ggf. auch höher) zu stellen sind wie an den Selektivschutz.

Special Protection Schemes (SpPS) lassen sich gedanklich in unterschiedliche Bausteine aufteilen ähnlich einem Schutzgerät. Generell müssen Messgrößen von unterschiedlichen Orten erfasst werden, hierbei nicht nur lokal in einem Umspannwerk, sondern über mehrere Umspannwerke verteilt. Daher kann es auch nötig sein, einzelne Messwerte weiter zu verarbeiten, hierzu wird eine Messlogik (Metering Logic) verwendet. Um eine Entscheidung zu treffen, wird sich einer Entscheidungslogik bedient (Decision Logic). Die Wirkungsweise ist auch nicht nur lokal auf einen Aktor beschränkt, sondern kann sich auf mehrere evtl. auch gestaffelte Reaktionen erstrecken, hierzu wird eine Aktionslogik (Action Logic) verwendet.

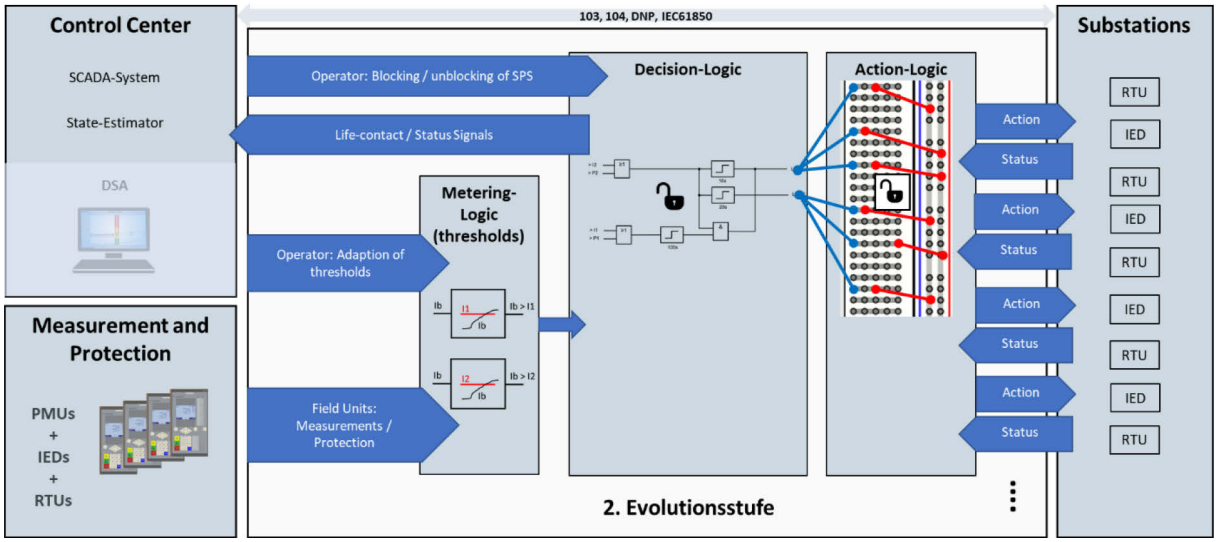


Abbildung 3-7: Strukturbild eines Special Protection Schemes am Beispiel der 2. Evolutionsstufe

Die erforderlichen Weiterentwicklungen von Special Protection Schemes wurden anhand von vier Evolutionsstufen beschrieben.

Angefangen beim autarken System („hart verdrahtet“) mit fest zugeordneten Ursache-Wirkungs-Beziehungen werden Möglichkeiten aufgezeigt, Netzleitsysteme und Automatiken zusammenzubringen bis hin zu komplexeren Lösungen, bei denen zunehmend „Intelligenz“ implementiert wird (s. a. Abbildung 3-8)

Die Entwicklungsstufen gliedern sich wie folgt:

1. Hart verdrahtet und autark
2. Anpassungen im Betrieb (z. B. über NLS)
3. Einsatz von Phase Measurement Units (PMU) & *Wide Area Monitoring System* (WAMS)-Anbindung
4. Wide Area Monitoring and Protection Scheme mit u.a. künstlicher Intelligenz

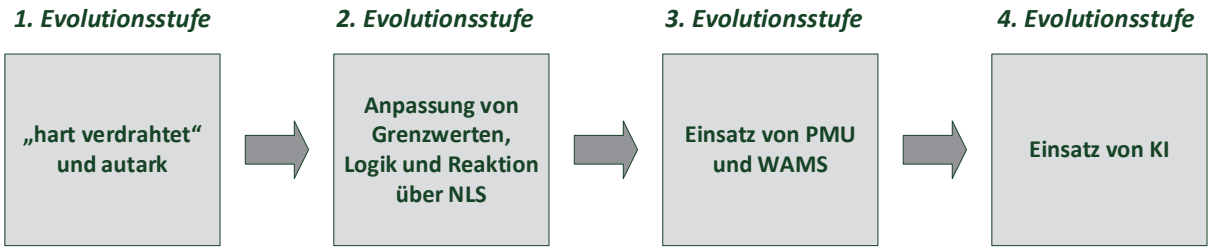


Abbildung 3-8: Evolutionsstufen von SpPS

3.2.2.8 Schutzkonzept: Maßnahmen und Algorithmen auf Schutzrelaisebene

Die Höherauslastung der Netze, welche im Rahmen von „InnoSys 2030“ untersucht wird, hat auch Auswirkungen auf die Schutztechnik. Im Arbeitspaket 2.3 werden in diesem Zusammenhang Maßnahmen und Algorithmen auf der Ebene einzelner Relais behandelt.

Ein spezieller Fokus liegt auf der Schutzengpass-Problematik. Der Schutzengpass stellt den maximalen Stromwert dar, der ohne Gefahr der Fehlanregung im Betrieb übertragen werden kann (Anregesicherheit) und ist wie andere Engpässe/Grenzwerte ein Eingangsparameter für die Engpassstromermittlung und damit die Netzsicherheitsrechnung. Nach dem Stand der Technik wird er durch die Reichweite der Anregezone des Distanzschutzes bestimmt, wobei der resultierende Wert stark von den Schutzgerätalgorithmen abhängt.

Der aktuelle Wert des gesicherten Schutzengpasses liegt bei 3730 A. Aufgrund volldigitalisierter Schutztechnik ist nach heute bereits bekanntem Vorgehen durch Neubewertung von Sicherheitsfaktoren eine Erhöhung auf 4 kA erreichbar. Für deutlich darüber hinaus gehende Stromwerte existieren unterschiedliche Ansätze, hierbei sind jedoch stets weitergehende Anstrengungen und ggf. Untersuchungen notwendig. So könnten nach dem aktuellen Stand der Technik Höherauslastungspotentiale durch Anpassung weiterer Sicherheitsfaktoren gehoben werden, sofern Voraussetzungen wie Mindestbetriebsspannung nach der Fehlerklärung und Vermeidung von Schutzüberfunktion bei Pendelungen sichergestellt werden können. Zur Verlässlichkeit der Pendelsperre in zukünftigen Netzen werden weitere Untersuchungen empfohlen.

Andere Ansätze erfordern tiefgreifende, auch herstellerseitige Maßnahmen. Modifizierte Impedanz-Messvorschriften wie z.B. die von einem Hersteller bereits eingeführte Reaktanzmethode können

einen Beitrag zur Stabilisierung der Algorithmen gegenüber Höherauslastung leisten. Eine empfehlenswerte Herangehensweise ohne Eingriff in die Messvorschrift ist eine geänderte Form des Lastausschnitts zur verbesserten Berücksichtigung physikalischer und betrieblicher Randbedingungen. Es wird darauf hingewiesen, dass hierbei gleichzeitige Anpassungen auf Relaisebene und im Leitsystem nötig sind. Ein beträchtliches Potential für Höherauslastbarkeit können zukünftig auch neue Fehlererkennungsalgorithmen beispielsweise auf Basis von Fuzzy-Logik liefern, insbesondere durch die Loslösung von der Resistanz als hauptsächliches Anregekriterium. Auch hierzu wird eine weitere Forschung und Untersuchung empfohlen.

Bislang ging die Betrachtung unsymmetrischer Netzzustände nicht in die Bestimmung des Schutzengpasses ein. Bei steigender Netzauslastung muss dieser Aspekt beim Schutzengpass, z.B. während einpoliger Kurzunterbrechung auf benachbarten Stromkreisen, berücksichtigt werden. Da der Netzsicherheitsrechnung nach dem Stand der Technik nur symmetrische Betrachtungen zugrunde liegen, muss sichergestellt sein, dass auch bei unsymmetrischen Zuständen die Anregesicherheit nicht gefährdet ist. Der Faktor der Messimpedanz zwischen einpoliger und dreipoliger Leitungsabschaltung unter ungünstigsten Annahmen kann durch Analyse der Stromverlagerung abgeschätzt werden. Das Phänomen sollte zukünftig bei der Festlegung des Schutzengpasses sowie bei der Parametrierung der Reichweiten der Leiter-Erde-Schleifen mitberücksichtigt werden.

3.2.2.9 Schutz auf Systemebene: Methodische Verzahnung von Schutztechnik und Netzleitsystem

Weiter behandelt das Arbeitspaket Schutzaspekte mit Kommunikation auf verschiedenen Systemebenen. Hierzu wird die aktuelle und zukünftig mögliche Verzahnung der Schutztechnik (Kurzschlussschutz) mit dem Stations- und Netzleitsystem dargestellt. Die Verzahnung äußert sich zum einen in einer stärkeren gegenseitigen Berücksichtigung, zum anderen in einem zunehmenden Informationsaustausch. Der Informationsaustausch kann dabei auf drei Ebenen erfolgen: auf Stationsebene, mit Nachbar-/Gegenstationen und mit dem Netzleitsystem.

Informationsaustausch auf Stationsebene macht sich auch ein neuer, an der FAU entwickelter Schutzalgorithmus zunutze. Dieser kann in geschlossenen Ringnetzen im Verteilnetz trotz dezentraler Einspeisung unsymmetrische Fehler genau orten und dadurch die durchschnittliche Fehlerklärungszeit senken.

Informationsaustausch mit dem Gegenende wird auch beim Distanzschutz in Form von Signalvergleichsverfahren eingesetzt und schwächt die stark von der Auslastung abhängige Problematik des Reaktanzeffektes deutlich ab. Dennoch muss eine Überfunktion bei extremen Netzbedingungen (hoher Fehlerwiderstand und hohe Auslastung) durch entsprechende Schutzeinstellungen oder neue Schutzalgorithmen ausgeschlossen werden. Ein weiterer Anwendungsfall für die Verwendung von Informationen vom Gegenende ist der Erdfehler-Richtungsvergleichsschutz (85-67N). Eine Erhöhung des Schutzengpassstromes kann die Empfindlichkeit des Distanzschutzes bei einpoligen Fehlern einschränken. Um den Verlust der

Anregeverlässlichkeit in diesem Fall zu kompensieren, kann z.B. die 85-67N-Schutzfunktion eingesetzt werden.

Auch eine stärkere Berücksichtigung des Schutzes im Netzleitsystem bietet Potential für die Höherauslastung der Netze. Indem anstelle des Schutzengpassstromes die tatsächlich im Schutz wirkende Charakteristik (Anregepolygone) im Netzleitsystem überwacht wird, muss nicht länger mit Worst-Case-Abschätzungen hinsichtlich der minimalen Spannung gearbeitet werden. Auch die Berücksichtigung des Kurzschlussschutzes in dynamischen Stabilitätsuntersuchungen in der Leitwarte stellt eine Verzahnung zwischen Schutz und Leitsystem dar. Dies wurde im Rahmen von AP 3.2 von InnoSys 2030 weiterverfolgt.

3.2.3 Weiterentwicklung Stabilitätsbewertung und Maßnahmen zur Stabilisierung

Arbeitspaket 2.4, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, WN, FKIE, IEE, IAEW, LEES, TUIL, PSI, SAG

Das angestrebte Ziel einer Höherauslastung der Netze, bei gleichbleibender Systemsicherheit, erfordert ebenso die Etablierung innovativer Systemführungsprozesse wie neue betriebsplanerische Prozesse. Ein wesentliches Ziel hierbei, sowohl für die zukünftige Systemführung als auch für die Betriebsplanung, ist der Erhalt der Netzsicherheit. Dies umfasst die stationäre und dynamische Netzsicherheitsrechnung. Es ist offensichtlich, dass eine thermische Höherauslastung des Netzes, verbunden mit entsprechend hohen Betriebsströmen, auch Auswirkungen auf die Netzstabilität hat. Dem können allerdings netzstützende und demnach stabilisierende Maßnahmen entgegengestellt werden. Hierbei handelt es sich oftmals um Blindleistungsbereitstellung durch leistungselektronische Stellglieder. Aber auch weitergehende Maßnahmen sind vorstellbar.

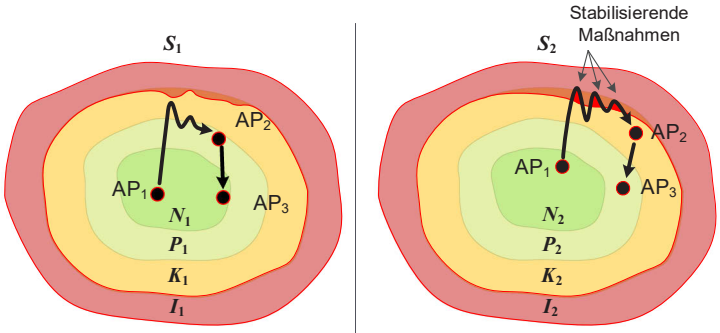
Die Schwerpunkte der Arbeiten im AP 2.4 lagen daher auf der Identifikation stabilisierender Maßnahmen und der Erweiterung der bestehenden Netzsicherheitsrechnung um eine ganzheitliche Bewertung der Systemstabilität. Ausgewählte Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität wurden dann im AP 3.2 simulativ untersucht. Der Prozess zur Netzsicherheitsrechnung, welcher im Projekt auch als Assessment-Prozess bezeichnet wurde, wurde auch im AP 2.5 aufgegriffen und exemplarisch im AP 3.2 simuliert. Der Assessment-Prozess greift in der Netzsicherheitsrechnung auf kurative und stabilisierende Maßnahmen zu und verknüpft eine stationäre und dynamische Zustandsbewertung. Ziel des Prozesses ist es einen stationär und dynamisch zulässigen Systemzustand zu generieren. Maßnahmen können kurativ und/oder stabilisierend wirken und je nach Ziel unterschiedlich eingesetzt werden. Beispielsweise dient der Netzbooster primär zur Vermeidung von hohen Auslastungen (kurativ), kann aber auch wie ein STATCOM Spannungen stützen (stabilisierend).

Der Begriff *kurative Maßnahme* bezieht sich demnach immer auf Maßnahmen, die das Ziel haben Leistungsflüsse anzupassen, um eine thermische Belastung zu verringern. *Kurative Maßnahmen* sind

daher primär den stationären Untersuchungen zuzuordnen, um durch Lastflusssteuerung die Auslastung dauerhaft unterhalb der PATL-Werte zu halten.

Der Begriff „stabilisierende Maßnahmen“ beschreibt Maßnahmen, die zu Sicherung der Systemstabilität dienen. Stabilisierende Maßnahmen wirken im TATL-Bereich und können grundsätzlich nach Maßnahmen für den Kurzzeitbereich und für den Langzeitbereich unterteilt werden. Im Kurzzeitbereich handelt es sich um vergleichsweise schnelle Maßnahme, die während einer temporären Überlastung das Netz stabilisieren. Die Ansprechzeit dieser Maßnahmen liegt oftmals unterhalb einer Sekunde. Im Langzeitbereich werden vergleichsweise langsame Maßnahmen eingesetzt, die zur Aufrechterhaltung der Langzeitspannungsstabilität dienen. Die Ansprechzeit dieser Maßnahmen liegt im Minutenbereich.

Abbildung 3-9 skizziert qualitativ die Systemzustände im kurativen Betrieb für zwei Szenarien. Grundsätzlich handelt es sich um das gleiche System mit unterschiedlichen Anfangszuständen AP_1. Der Unterschied zwischen den Szenarien besteht darin, dass die initialen Zustände Einfluss auf die Stabilitätsgrenzen haben. Nach einer Zustandsänderung stellt sich in beiden Szenarien ein neuer Arbeitspunkt AP_2 ein. Im Szenario 2 ist für einen sicheren Übergang von AP_1 auf AP_2 der Einsatz stabilisierender Maßnahmen notwendig, um nicht einen unzulässigen Arbeitsbereich zu erreichen. Durch den Einsatz kurativer Maßnahmen wird von AP_2 auf AP_3 gewechselt. Die Abbildung illustriert, dass für die Stabilitätsuntersuchungen der gesamte Transitionspfad einbezogen werden muss. Eine alleinige Betrachtung stationärer Arbeitspunkte ist nicht ausreichend.



AP: Stationäre Arbeitspunkte
N: Zulässiger Betriebsbereich
P: Präventiv und kurativ N-1 sicherer Arbeitsbereich
K: Temporär zulässiger Arbeitsbereich
I: Unzulässiger Arbeitsbereich

Abbildung 3-9: Systemzustände bei höherer Auslastung (qualitative Darstellung)

Insbesondere die akademischen Partner (IAEW, IEE, LEES, TUIL) haben in dem Arbeitspaket 2.4 als Vorbereitung auf die dynamische Simulation bestimmte stabilisierende und *kurative Maßnahmen* ausgearbeitet. Die Netzbetreiber TenneT, Amprion und Westnetz sowie die Hersteller Siemens und

PSI haben hierbei die akademischen Partner beratend unterstützt. Hinsichtlich der Beschreibung der Maßnahmen und der zugehörigen Simulationsergebnisse sei auf das AP 3.2 verwiesen.

Der Assessment-Prozess zur Netzsicherheitsrechnung wurde unter Mitwirkung verschiedener Partner des Arbeitspakets entwickelt. Die Partner Siemens und PSI, als Anbieter kommerzieller Tools zur Dynamischen Netzsicherheitsrechnung (Dynamic Stability Assessment, DSA), haben mit ihrer Expertise als Hersteller die akademischen Partner (IAEW, FAU) bei der Ausgestaltung des Prozesses unterstützt. Die vier Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere TenneT und Amprion, haben aus Sicht des Anwenders den Prozess mitgestaltet.

Im aktuellen Netzbetrieb, sind meistens die stationären Grenzen (in der Regel thermische Grenzen) engpassbildend. Drohende Engpässe werden durch *präventive Maßnahmen* beseitigt, die im Rahmen der Betriebsplanung festgelegt werden. Durch Ausnutzung der thermischen Reserve, z.B. durch Freileitungsmonitoring (FLM, englisch: Dynamic Line Rating (DLR)) oder Hochtemperaturleiter (HTL, englisch: High Transmission Conductor (HTC)), können die Betriebsgrenzen zwecks höherer Auslastung vorübergehend oder dauerhaft angehoben werden. Die Stabilitätsgrenzen werden jedoch nicht angehoben, wenn die Leitungs- oder Betriebsmittelparameter unverändert bleiben. Steigende Übertragungsleistungen und die Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen mit der damit verbundenen Abnahme der verfügbaren dynamischen Spannungsunterstützung, der Systemträgheit und der Kurzschlussleistung in Kombination mit kurativen Maßnahmen könnten in Zukunft sogar eine Absenkung der Stabilitätsgrenzen bewirken. In Abbildung 3-10 ist eine mögliche Entwicklung der Systemgrenzen schematisch dargestellt.

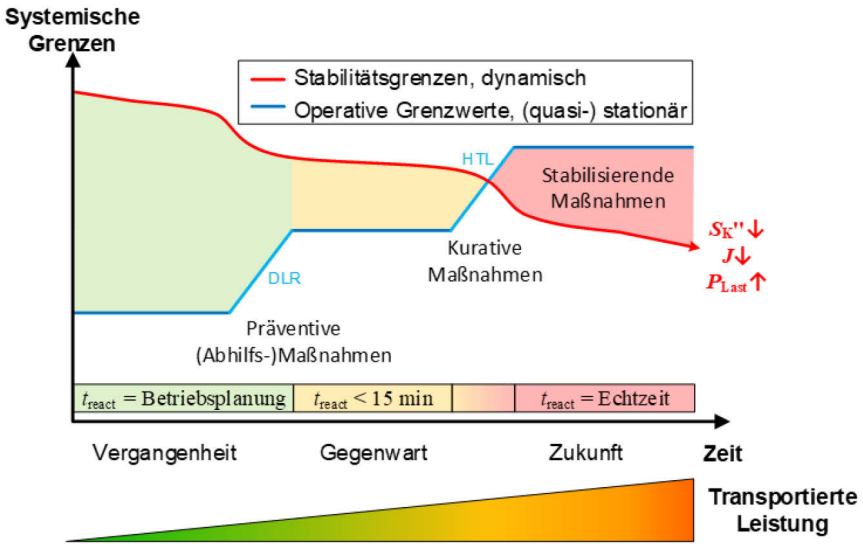


Abbildung 3-10: Schematische Darstellung zukünftiger Stabilitätsgrenzen

Engpässe können mit kurativen Maßnahmen in Zeitbereichen innerhalb der thermischen Zeitkonstanten der Betriebsmittel (t_{react} < 15 min) behandelt werden. In großen, hochbelasteten Netzen können die Stabilitätsgrenzen bei Störungen unterhalb der (thermischen) Betriebsgrenzen der Betriebsmittel liegen. Diese müssen vor und nach unerwarteten Ereignissen eingehalten werden, um Instabilitäten und damit systemweite Ausfälle zu vermeiden. Zukünftig können Störereignisse Maßnahmen, in Echtzeit erfordern, um Instabilitäten aufgrund von Transienten und Leistungsflussanpassungen zu vermeiden und damit die operative Sicherheit auch für höher ausgelastete Systeme sicherzustellen. Hierbei bedarf es mehrerer Maßnahmenoptionen (Redundanzen), falls eine Maßnahme nicht verfügbar ist.

Um mögliche Stabilitätsverletzungen im Rahmen eines kurativen Systembetriebs zu erkennen und ihnen entgegenzuwirken, ist es empfehlenswert in Zukunft dynamische Betrachtungen in die Sicherheitsbewertung und den Systembetrieb mit einzubeziehen.

Das Ziel des in Abbildung 3-11 dargestellten Assessment-Prozesses ist es einen gegebenen *Netznutzungsfall* für eine definierte Liste an Ausfallvarianten im Sinne der Netzsicherheit freizugegeben. Dies kann durch eine stationäre und anschließende dynamische Bewertung erfolgen.

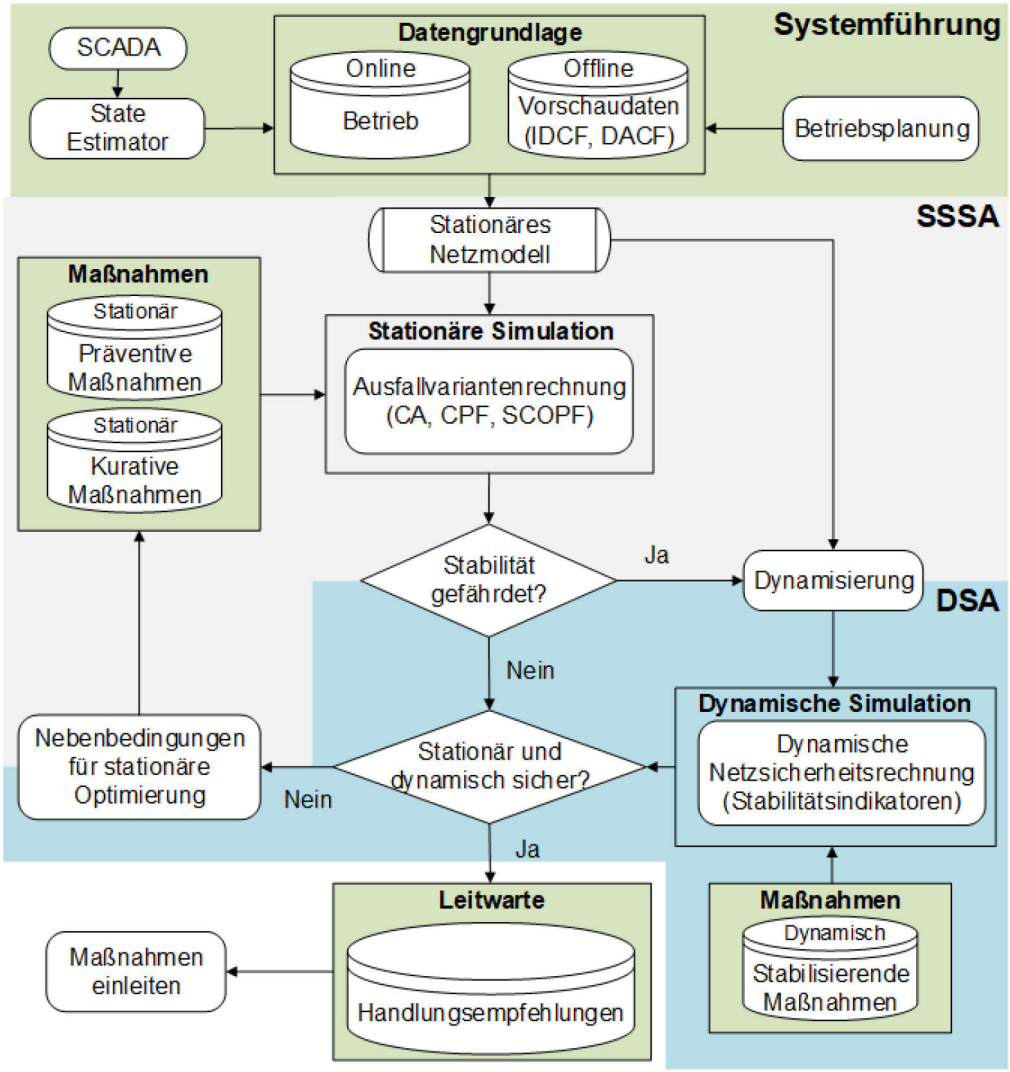


Abbildung 3-11: Assessment-Prozess aus stationärer und dynamischer Netzsicherheitsrechnung

Der Prozess soll der Systemführung (grün) mit einer Kombination aus Steady-State-Security Assessment (grau) und Dynamic-Security-Assessment (blau) zugeordnet werden. Dazu werden der initiale *Netznutzungsfall* und die Netzsituationen (Ausfallvarianten mit und ohne kurativen Maßnahmeneinsatz) zunächst stationär und bei stationärer Freigabe und entsprechender Gefährdungsbeurteilung auch noch dynamisch überprüft. Dabei ist es möglich, dass eine vollständige (stationäre und dynamische) Freigabe bestimmter Netzsituationen nur unter Verwendung kurativer und ggf. zusätzlich stabilisierender Maßnahmen möglich ist. In dem Fall werden diese Maßnahmen als Handlungsempfehlung an die Systemführung übergeben. Eine dynamisch nicht zulässige Netzsituation wird wieder in die stationäre Bewertung zurückgeführt. Anhand möglicher Stabilitätsverletzungen können Nebenbedingungen für die stationäre Optimierung der kurativen Maßnahmen abgeleitet werden. Der Prozess wird ausgehend von der stationären Netzsicherheitsrechnung neu durchlaufen. Diese Nebenbedingungen können zum Beispiel mögliche

Margen zwischen stationären und dynamischen Grenzen definieren und so Blindleistungsreserven oder stabilitätsfördernde Leistungsflussanpassungen zur Minimierung der Spannungswinkel adressieren. Existieren Netzsituationen, die selbst unter Anwendung kurativer und stabilisierender Maßnahmen nicht zulässig sind, müssen zusätzliche *präventive Maßnahmen* zur Engpassbehebung vorgenommen werden. Der Prozess muss dann erneut durchlaufen werden.

3.2.4 Konzeptentwicklung

Arbeitspaket 2.5, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, AVA, EWE, MIT, NBW, WN, FKIE, IEE, IAEW, LEES, TUD, TUIL, PSI, SAG

Das Arbeitspaket 2.5 hat innovative und praxistaugliche Systemführungskonzepte auf Basis der Maßnahmen und Konzepte aus den AP 2.1 / 2.2, AP 2.3 und AP 2.4 entwickelt. Diese Systemführungskonzepte dienten als Grundlage für stationäre Simulationen in AP 3.1 und für die Bewertung im TP 4. Zusätzlich können und sollen diese als mögliche Blaupause für eine reale Umsetzung bei den Netzbetreibern genutzt werden.

Die Konzeptentwicklung erfolgte zweigeteilt. Übergeordnet wurde ein umfassender Systemführungsprozess entwickelt, der die Rahmenbedingungen und die notwendige Infrastruktur für die Integration von kurativen Maßnahmen in die Systemführung beschreibt. Unter anderem zeigt dieser auf, welche Anpassungsbedarfe in den Betriebsplanungsprozessen sowie im Echtzeit-Systembetrieb bestehen. Darauf aufbauend erfolgte die Beschreibung von technologiespezifischen Einzelkonzepten, welche Technologiespezifika wie Ansteuerung, Datenmeldungen, Reaktionszeiten etc. in den Vordergrund stellen. Diese Einzelkonzepte umfassen

- Netzbooster,
- kurative Anpassung des präventiven HGÜ-Arbeitspunktes,
- präventiver und kurativer Einsatz *leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel*,
- kurativer *Redispatch* aus dem Verteilnetz,
- präventiver und kurativer Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen und
- *Redispatch* konventioneller Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung von kurativen Einsätzen

Grundsätzlich gilt, dass die beschriebenen Maßnahmen und Einzelkonzepte kombinierbar sind. Im Folgenden werden der InnoSys-Systemführungsprozess sowie die technologiespezifischen Einzelkonzepte näher beschrieben.

3.2.4.1 InnoSys-Systemführungsprozess

Der InnoSys-Systemführungsprozess beschreibt in verschiedenen Zeitbereichen Rahmenbedingungen für die Integration von kurativen Maßnahmen in die Systemführung (vgl.

Abbildung 3-12). Dies umfasst sowohl die notwendige IT/OT[3]-Infrastruktur als auch Aspekte der Koordination zwischen Netzbetreibern, der prozessualen Anpassungen ausgehend von der heutigen System- und Prozesslandschaft deutscher ÜNB sowie weitere technische Anforderungen, wie z. B. Stabilitätsanforderungen oder Anpassungsbedarfe an der Leittechnik.

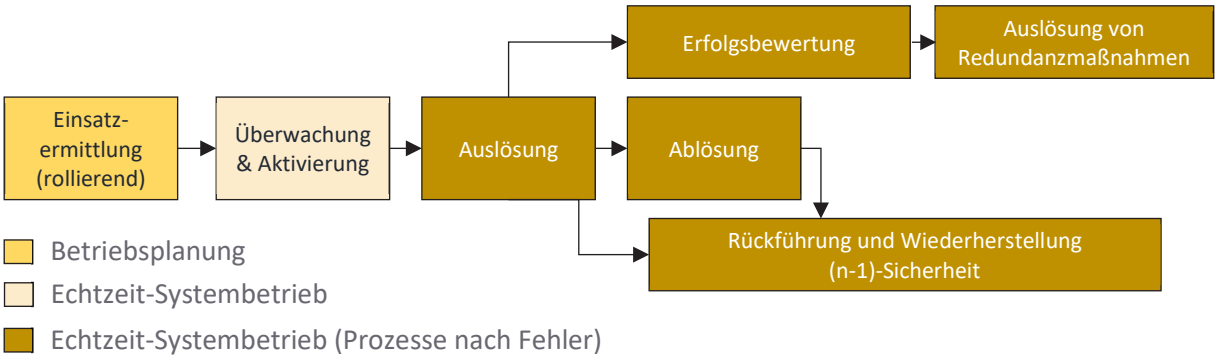


Abbildung 3-12: Überblick InnoSys-Systemführungsprozess

Eine zentrale Erkenntnis für die Integration von kurativen Maßnahmen in die Systemführung ist, dass *kurative Maßnahmen* in der gesamten Prozesskette der operativen Engpassbehebung berücksichtigt werden müssen. Dies ist erforderlich, um Wechselwirkungen zwischen *präventiven* und *kurativen Maßnahmen* sachgerecht zu berücksichtigen, die Koordination von kurativen Maßnahmen mit benachbarten Netzbetreibern zu ermöglichen und Stabilitätsbewertungen im Vorfeld durchführen zu können.

Aufgrund struktureller Unterschiede zwischen Betriebsplanung und dem Echtzeit-Systembetrieb erfolgt im InnoSys-Systemführungsprozess eine getrennte Beschreibung der Rahmenbedingungen. Der Echtzeit-Systembetrieb kann weiter in Prozesse vor einem Fehler und nach einem Fehler getrennt werden (siehe Abbildung 3-). Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte gemäß der in Abbildung 3-12 gezeigten Blöcke kurz zusammengefasst.

3.2.4.1.1 Betriebsplanung (Einsatzermittlung)

Das Ziel der Betriebsplanung ist die frühzeitige Analyse der Netzsicherheit und die Sicherstellung, dass im Echtzeit-Systembetrieb (trotz unvermeidlicher Prognosefehler) ausreichende Möglichkeiten zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen bereitstehen. Dies erfolgt in verschiedenen Prozessen in unterschiedlichen Zeithorizonten, die sich u. a. an Vorlaufzeiten von Maßnahmen (insb. *Redispatch*), Handelszeitpunkten und Gate Closure von Energiemärkten sowie an der erforderlichen Koordination mit benachbarten und unterlagerten Netzbetreibern orientieren. In den jeweiligen Planungsprozessen werden Optimierungswerkzeuge genutzt, welche auf Basis der prognostizierten Netznutzung

[3] Information Technology (IT) bzw. Operation Technology (OT)

Engpässe erkennen und eine optimierte Menge an Entlastungsmaßnahmen unter Berücksichtigung von regulatorischen Anforderungen bestimmen.

Wechselwirkungen mit *präventiven Maßnahmen* machen es erforderlich, *kurative Maßnahmen* als Freiheitsgrad in allen Prozessstufen zu berücksichtigen. Um möglichst effizient zur Engpassbehebung beizutragen, gilt der Grundsatz, dass eine Aktivierung (d. h. das „Scharfschalten“) einer Maßnahme erst möglichst kurz vor Echtzeit auf Basis aktuellster Prognosen erfolgt.

Dem InnoSys-Systemführungsprozess liegt die Prämisse zugrunde, dass alle verfügbaren Freiheitsgrade (unabhängig einer präventiven oder kurativen Auslösung) geschlossen mittels Optimierungswerkzeugen bestimmt werden müssen. Innerhalb der Betriebsplanungsprozesse wird die sogenannte Reaktionsmatrix berechnet und aktualisiert, die den Zusammenhang zwischen einer Störung (z. B. Betriebsmittelausfall) und der kurativen Reaktion beschreibt. Folgende Aspekte sind bei der Bestimmung von kurativen Maßnahmen in der Betriebsplanung zu berücksichtigen (Auswahl):

- Die Optimierungswerkzeuge müssen PATL- und TATL-Grenzwerte gemäß eines kurativen Grenzwertkonzeptes berücksichtigen.
- Da auch zukünftig mit signifikanten Unsicherheiten, wie z. B. Prognosefehlern oder Modellungenauigkeiten, in den Betriebsplanungsprozessen zu rechnen ist und die Höherauslastung das System näher an betriebliche Grenzen bringt, gewinnen die Unsicherheiten eine noch größere Relevanz. Daher sind derartige Prognosefehler in den Betriebsplanungsprozessen abzubilden.
- Es müssen im Vorfeld Maßnahmen zur Ablösung von nur temporär verfügbaren Maßnahmen (z. B. Batteriespeichern) mitbestimmt werden.
- Um stets die geplante kurative Wirkung zu erzielen und die Netzsicherheit zu gewährleisten, sind neben der eigentlichen kurativen Maßnahme in der Betriebsplanung auch Redundanzmaßnahmen (Ersatzmaßnahmen) zu bestimmen.
- Aspekte der operativen Handhabbarkeit und betriebliche Restriktionen sind abzubilden (z. B. eine begrenzte Anzahl von kurativen Maßnahmen je Ausfallsituation oder eingeschränkte Stellbereiche).
- Berücksichtigung von Stabilitätsrestriktionen aufgrund höherer Blindleistungsbedarfe bei einer höheren Netzauslastung.

Des Weiteren sind im InnoSys-Systemführungsprozess Konzepte zur Koordination von kurativen Maßnahmen zwischen ÜNB/VNB, ÜNB/ÜNB (Inland) und ÜNB/ÜNB (Ausland) beschrieben.

3.2.4.1.2 Echtzeit-Systembetrieb

Zeitlich nachgelagert zur Betriebsplanung erfolgt der Echtzeit-Systembetrieb, der die Netzführung (Überwachung und Steuerung der Netzbetriebsmittel) sowie die Überwachung der Systembilanz und die Marktinteraktion umfasst. Das *Engpassmanagement* stellt einen operativen Schwerpunkt der

Überwachung der Netzbetriebsmittel dar. Auftretende Engpässe werden entsprechend der Vorgaben des §13 EnWG mit netz- oder marktbezogenen Maßnahmen behoben. Kernaufgabe der Systemführer im Echtzeit-Systembetrieb ist es, das System jederzeit in einem sicheren Zustand zu betreiben. Der Systemführer wird durch Funktionalitäten im Leitsystem, wie kontinuierliche Sicherheitsrechnungen und die State Estimation, unterstützt und hat stets die Möglichkeit, bei Bedarf über die in der Betriebsplanung bestimmten Maßnahmen hinausgehende Maßnahmen umzusetzen bzw. diese anzupassen. Hierbei ist die notwendige Koordination mit benachbarten oder unterlagerten Netzbetreibern stets zu berücksichtigen.

Eine zeitkritische und automatisierte Umsetzung von Maßnahmen unmittelbar nach einem Betriebsmittelausfall stellt einen Paradigmenwechsel im Echtzeitbetrieb dar. Daraus ergeben sich hohe Anforderungen an die Umsetzung von kurativen Maßnahmen, um die Netzsicherheit auf hohem Niveau gewährleisten zu können. Dies betrifft neben der zuverlässigen Auslösung einer Maßnahme im Fehlerfall auch die erweiterte Überwachung ihrer Verfügbarkeit und Wirksamkeit. Dafür notwendige Funktionen müssen in die Assistenzsysteme der Echtzeit-Systemführung integriert werden.

Abbildung 3-12 zeigt die relevanten Arbeitsschritte zur Integration von kurativen Maßnahmen im Echtzeit-Systembetrieb. Vor einem Fehler, d. h. im ungestörten Betrieb, erfolgt die Überwachung der Wirksamkeit von kurativen Maßnahmen sowie die Aktivierung („Scharfschalten“) der kurativen Maßnahmen. Kommt es zu einer Störung, wird ein Automatismus in Gang gesetzt, welcher die folgenden Schritte durchläuft: Auslösung, Erfolgsbewertung, eventuelle Auslösung von Redundanzmaßnahmen, eventuelle Ablösung, Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit und eventuelle Rückführung von Maßnahmen. Letzteres gilt insbesondere für Batteriespeichersysteme, ist grundsätzlich jedoch für alle Maßnahmen gültig.

3.2.4.1.3 Überwachung und Aktivierung

Im Leitsystem des Netzbetreibers wird fortlaufend geprüft, ob die vorberechneten kurativen Maßnahmen bestehende Befunde auflösen können (Überwachung) und ob diese Maßnahmen aktiviert bzw. scharfgestellt werden sollen (Aktivierung).

Die Überwachung erfolgt zentral im Leitsystem durch die (n-1)-Sicherheitsrechnung auf Basis von geschätzten Netzzuständen. Kommt es, trotz eingeplanter kurativer Maßnahmen, in einer (n-1)-Simulation zu einem Befund ist dies ein Indiz dafür, dass die geplanten Maßnahmen nicht ausreichend dimensioniert sind. In diesem Fall muss der Systemführer eingreifen und die bestehenden Maßnahmen anpassen oder zusätzliche Maßnahmen bestimmen. Hierzu müssen ihm weitere Assistenzsysteme zur Verfügung stehen.

Die Aktivierung („Scharfschaltung“) von kurativen Maßnahmen erfolgt auf Basis vordefinierter Kriterien und versetzt die kurativen Maßnahmen in Einsatzbereitschaft. Nach der Aktivierung reicht die Auswertung von Auslösekriterien im Rahmen der Fehleridentifikation aus, um die entsprechende

Maßnahme (teil-)automatisiert auszulösen. Der Aktivierungsvorgang kann auf unterschiedliche Arten erfolgen. Beispielsweise kann der Aktivierungsvorgang zentral über das Leitsystem durch Auswertung der (n-1)-Sicherheitsrechnung oder dezentral auf Stationsleitebene, durch Überschreitung von Aktivierungswerten, erfolgen. Bei der dezentralen Variante werden die Aktivierungswerte entweder statisch (planerisch) oder dynamisch (bspw. täglich in der Betriebsplanung oder in Echtzeit, (vgl. AP 2.3) bestimmt und in der Entscheidungslogik hinterlegt. Da *kurative Maßnahmen* nur in bestimmten Systemzuständen benötigt werden, ist im InnoSys-Systemführungsprozess neben der Aktivierung auch die automatische Deaktivierung vorgesehen. Es ist sicherzustellen, dass das Signal zur Aktivierung bzw. Deaktivierung höchste Anforderungen an die Verfügbarkeit, Authentizität und Integrität erfüllt.

3.2.4.1.4 Auslösung

Die Auslösung beschreibt die eigentliche Umsetzung der kurativen Maßnahme nach einem Betriebsmittelausfall zur unmittelbaren Behebung daraufhin auftretender Netzengpässe. Grundsätzlich sind mehrere Kriterien denkbar, die zu einer Auslösung führen. Die Auslösung selbst kann durch entsprechende Kommunikationskanäle aus dem Leitsystem heraus oder dezentral erfolgen.

1. Explizites Event: In Abhängigkeit einer prognostizierten Überlast aus betrieblichen oder planerischen (n-1)-Berechnungen (siehe Aktivierung) als Folge einer Auslösung eines Leistungsschalters (Auslösebefehl, Leistungsschalteröffnung, dreipolige Abschaltung) wird die *kurative Maßnahme* ausgelöst.
2. Strommessung: Der Strom der Leitungen im Überwachungsbereich wird jeweils gemessen. Bei Überschreiten des maximal zulässigen Stroms (Engpassstrom, PATL) löst die *kurative Maßnahme* aus. Die Auslöselogik ist dabei analog zur Schutzauslegung derart robust zu gestalten (z. B. durch Verzögerungszeiten), dass ungewollte Auslösungen (bspw. aufgrund kurzzeitiger Grenzwertverletzungen) vermieden werden.

Das Auslösesignal kann je nach Anforderungen hinsichtlich der Reaktionszeit dezentral (Stationsleitebene) oder zentral (Netzleitsystem) generiert werden. Die genaue Ausgestaltung des Auslösesignals erfolgt maßnahmenspezifisch. Dabei ist unbedingt sicherzustellen, dass das Auslösesignal höchste Anforderungen an die Verfügbarkeit, Authentizität und Integrität erfüllt.

3.2.4.1.5 Erfolgsbewertung

Die *kurative Maßnahme* ist erfolgreich, wenn die Auslastung auf bzw. unter den PATL zurückgeführt wird und dort zuverlässig gehalten werden kann. Schon heute findet in der Leitstelle eine kontinuierliche Analyse und Bereinigung der eingehenden Informationen durch die sogenannte Netzzustandsschätzung statt. Diese stellt dem Systemführer und allen höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) den jeweils plausibelsten Systemzustand zur Verfügung. Ist das Ergebnis der Erfolgsbewertung negativ, muss die ausgelöste Maßnahme angepasst oder weitere Maßnahmen ergriffen werden.

Im einfachsten Fall reicht eine Anpassung des Sollwertes einer kurativen Maßnahme, um erfolgreich die Auslastung auf den PATL zurückzuführen. Beispielsweise können Prognosefehler zu einem solchen Nachregelbedarf führen.

In komplexeren Fällen reagiert die *kurative Maßnahme* nicht wunschgemäß oder ihre Leistung reicht nicht aus, um den Engpass zu beheben. In diesen Fällen wird über Ersatzmaßnahmen der Engpass dennoch zeitgerecht entlastet.

3.2.4.1.6 Auslösung Redundanzmaßnahme

Eine Redundanzmaßnahme gewährleistet die Behebung des Engpasses, wenn die ursprünglich ermittelte *kurative Maßnahme* (primäre *kurative Maßnahme*) zur Behebung des Engpasses nicht verfügbar ist oder den Engpass nicht vollständig behebt (vgl. Erfolgsbewertung). Fällt die Erfolgsbewertung der primären kurativen Maßnahme negativ aus, wird die Redundanzmaßnahme ausgelöst.

Je nach Redundanzkonzept kann eine Redundanz über zwei Varianten geschaffen werden:

- eine redundante Auslegung des Betriebsmittels, welches kurativ eingesetzt wird oder
- die Besicherung von kurativen Maßnahmen durch alternative *kurative Maßnahme* von Bestandsanlagen.

Welches Redundanzkonzept notwendig ist, sollte im Rahmen einer Risikoanalyse bewertet werden. Die Einsatzermittlung, Überwachung und Aktivierung von Redundanzmaßnahmen erfolgt anlog zu der primären kurativen Maßnahme. Dabei ist die Redundanzmaßnahme eindeutig einer Ausfallsituation zugeordnet und muss in ihrer Wirkungsweise der zu besichernden Maßnahme gleichen.

3.2.4.1.7 Ablösung

Zeitgleich mit der Auslösung der kurativen Maßnahme und der Bewertung des Erfolges wird bei Bedarf die Ablösung der kurativen Maßnahme(n) angefordert. Eine Ablösung ist dann erforderlich, wenn die dafür notwendige(n) Anlage(n) nur für einen definierten Zeitraum eingesetzt werden kann oder soll. Dies ist bei speicherbasierten Netzboosteranlagen der Fall. Abhängig von der möglichen Einsatzdauer ist die ablösende Maßnahme bereits vor dem Betriebsmittelausfall bereitzuhalten. In welchem Fall eine Ablösung bereitgehalten werden soll und nach welcher Zeit diese stattgefunden haben muss, ist abhängig von der kurativen Maßnahme, den zur Verfügung stehenden Ablösemaßnahmen und im Einzelfall zu bewerten. Beispielsweise können Kraftwerkskapazitäten (z. B. bnBM) vorgehalten werden, um eine Netzboosteranlage nach z. B. eine Stunde energetisch abzulösen. Dabei muss sichergestellt sein, dass die ablösende Maßnahme die abzulösende Maßnahme hinsichtlich ihrer Engpasswirkung vollständig kompensiert.

3.2.4.1.8 Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit und Rückführung

Nachdem eine *kurative Maßnahme* umgesetzt wurde, befindet sich das System i. d. R. in einem (n-0)-sicheren Zustand. Aus diesem Grund muss unmittelbar nach einem Ausfall/Fehler damit begonnen werden, das System in einen (n-1)-sicheren Zustand zurückzuführen. Dies erfolgt durch den verantwortlichen Systemführer unter Zuhilfenahme von Assistenzsystemen (z. B. dem "Redispatch-Ermittlungs-Server (RES)"). Eine Wiederherstellung der Einsatzbereitschaft (Rückführung) der kurativen Maßnahme ist abhängig von der Ausgestaltung des jeweiligen Einzelkonzeptes und spielt insbesondere für als Batteriespeichersystem ausgeführte Netzbooster eine Rolle.

3.2.4.2 Technologieabhängige Einzelkonzepte

Ausgehend vom InnoSys-Systemführungsprozess werden im Folgenden einzelne Technologien beschrieben, welche sich in den übergreifenden Systemführungsprozess eingliedern. Grundsätzlich ist es denkbar und anzustreben, mehrere dieser Technologien kombiniert einzusetzen.

3.2.4.2.1 Netzbooster

Die Idee des Netzboosters geht von schnell regelbaren Aus- und Einspeisungen aus, die jeweils einem Engpass vor- bzw. nachgelagert sind. Tritt ein (n-1)-Fall auf, können die Anlagen einen Leistungsfluss erzeugen, der dem Engpass entgegenwirkt und so die Leitungen im Engpasskorridor entlasten. Für den Netzboostereinsatz kommen verschiedene Technologien in Frage. Der Fokus liegt speziell auf Technologien, die schnell nach einem Fehlerfall reagieren können (z. B. Batteriespeicher). Langsamere Technologien, wie z. B. konventionelle Kraftwerke, können für die Ablösung der schnellen Einheiten verwendet werden.

Im Netzboosterkonzept werden in Bezug auf die Topologie zwei Varianten unterschieden (Abbildung 3-13):

- Singulär (Punkt-zu-Punkt)
- Systemisch (mehr als zwei Einheiten)

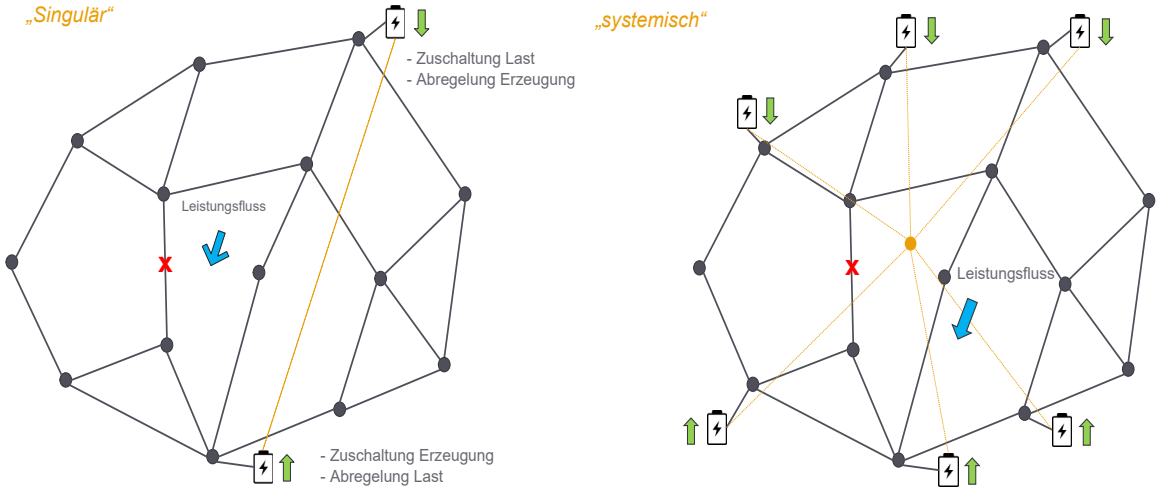


Abbildung 3-13: Topologievarianten des Netzboosters

Beim singulären Konzept wird ein Netzboosterpaar bestehend aus einer Quelle und einer Senke betrachtet. Zwischen Quelle und Senke auftretende Engpässe können durch die Auslösung des Netzboosterpaars kurativ entlastet werden. Es wird ein begrenzter Überwachungsbereich aus Leitungen definiert, auf die das Netzboosterpaar eine hohe Wirkung erzielt. Anhand der im Überwachungsbereich erfassten Daten erfolgt im Fehlerfall eine Auslösung des Netzboosterpaars. Die Entscheidung für die Auslösung erfolgt automatisiert, beispielsweise durch ein SCADA-System oder Special Protection Scheme in Abhängigkeit der erfassten Mess- und Topologiedaten. Das Punkt-zu-Punkt-Konzept stellt eine erste Entwicklungsstufe des Netzboosterkonzeptes dar, welches bei Verfügbarkeit mehrerer Netzboosteranlagen in das systemische Konzept überführt werden kann.

Das systemische Konzept, auf dem in InnoSys 2030 der Fokus lag, setzt voraus, dass mehrere Netzboosteranlagen, sowohl Netzboosterquellen als auch Netzboostersenken, im Netz zur Verfügung stehen. Der Einsatz der Anlagen erfolgt koordiniert durch die Netzleitsysteme der Netzbetreiber. In der Betriebsplanung wird im Vorfeld für jede mögliche Einsatzsituation die optimale Anlagenkombination ermittelt (Kombination aus Netzboosterquellen und Netzboostersenken), um im Fehlerfall kurativ Engpässe zu beheben. Der Überwachungsbereich ist im Vergleich zum singulären Netzboosterkonzept deutlich größer und kann sich über mehrere Regelzonen erstrecken. Das systemische Netzboosterkonzept erfordert einen koordinierten Abruf über mehrere ÜNB hinweg. Dazu sind adäquate Datenaustauschprozesse zu entwickeln und die Integration in die bestehenden Prozesse sicherzustellen. Das systemische Netzboosterkonzept weist auf der einen Seite höhere Wirkpotentiale im Vergleich zum singulären Konzept auf. Auf der anderen Seite steigt aufgrund des Koordinationsaufwands sowie der Anzahl der Schnittstellen die Komplexität.

3.2.4.2.2 Kurative Anpassung des präventiven HGÜ-Arbeitspunktes

Das kurative HGÜ-Konzept beschreitet Neuland, da es derzeit noch keine funktionsfähigen, eingebetteten HGÜ-Systeme in Deutschland gibt. Aktuell existierende Systeme dienen der Anbindung von Offshore-Windparks und können damit nur punktuell kurativ entlasten. Nach aktuellem Stand findet das in InnoSys 2030 entwickelte Konzept frühestens ab 2026 Anwendung, mit der geplanten Inbetriebnahme des Ultranet[4] Systems, sowie der für 2027 anvisierten Fertigstellung der restlichen für Deutschland geplanten HGÜ-Korridore A-Nord[5], SuedLink[6] und SuedOstLink[7] (Vorhaben 5).

Da es aufgrund der fehlenden Betriebsmittel und der damit einhergehenden fehlenden bzw. wenig vorhandenen Betriebserfahrungen für den Einsatz eingebetteter HGÜ-Systeme gibt, wurde das Konzept nicht auf Bestandsprozessen aufgebaut. Stattdessen dienten Vorarbeiten der PG HGÜ der 4ÜNB als Grundlage der Arbeiten. HGÜ ist – ausgehend von den technischen Eigenschaften – als kuratives Werkzeug grundlegend gut geeignet. Aufgrund der Nutzung von Leistungselektronik ist eine schnelle Umsetzung eines kurativen Arbeitspunkts möglich. Somit eignet sich die Technologie HGÜ für Fehler mit kurzen TATL-Zeitfenstern. Um die schnelle Reaktionszeit bestmöglich auszunutzen, empfiehlt sich eine (halb-)automatisierte Auslösung. Um *kurative Maßnahme* zu erbringen, sind jedoch Stellpotenziale bei der präventiven Betriebsplanung vorzuhalten. Hierfür benötigt es einen koordinierten Betriebsplanungsprozess, wie im InnoSys-Systemführungsprozess bereits skizziert.

Abseits der bereits im InnoSys-Systemführungsprozess beschriebenen Anpassungen hinsichtlich Betriebsplanung, lag ein weiterer Fokus des Konzepts auf den Einsatz-/Fehlerszenarien und den Phasen des kurativen Einsatzes. Für den HGÜ-Einsatz wurden vier Szenarien beschrieben. Diese unterscheiden sich jeweils in der Anzahl an betroffenen Netzbetreibern, in deren Regelzonen das HGÜ-System installiert ist, sowie den Fehlerort. Letzteres ist relevant, da die HGÜ in einem gesamtdeutschen Kontext auch auf Fehler in anderen Regelzonen reagieren kann. Grundlage dafür ist eine hinreichend große Sensitivität auf den Engpass, wie bspw. bei Engpässen parallel zur HGÜ-Strecke. Dabei werden fünf Phasen unterschieden: Identifikation einer geeigneten Maßnahme, Fehlererkennung, Reaktionsermittlung, Maßnahmenauslösung sowie Erfolgskontrolle. Für jede Phase wurde, ähnlich einem Baukastenprinzip wie in Abbildung 3-14 dargestellt, verschiedene Technologien und Lösungsansätze vorgestellt und diskutiert. Aufbauend auf diesen Technologieblöcken lässt sich die Entwicklung verschiedener Konzeptvarianten erarbeiten, basierend auf unterschiedlichen Anforderungen an das tatsächliche Einsatzkonzept.

[4] Ehemals Korridor A, HGÜ-Strecke zwischen Osterath (AMP) und Philippsburg (TNG)
[5] Ehemals Korridor A, HGÜ-Strecke zwischen Emden (AMP) und Osterath (AMP)
[6] Ehemals Korridor C, zwei HGÜ-Strecken zwischen Brunsbüttel (TTG) und Großgartach (TNG) sowie Wilster (TTG) und Bergrheinfeld (TNG)
[7] Ehemals Korridor D, HGÜ-Strecke zwischen Wolmirstedt (50HzT) und Isar (TTG)

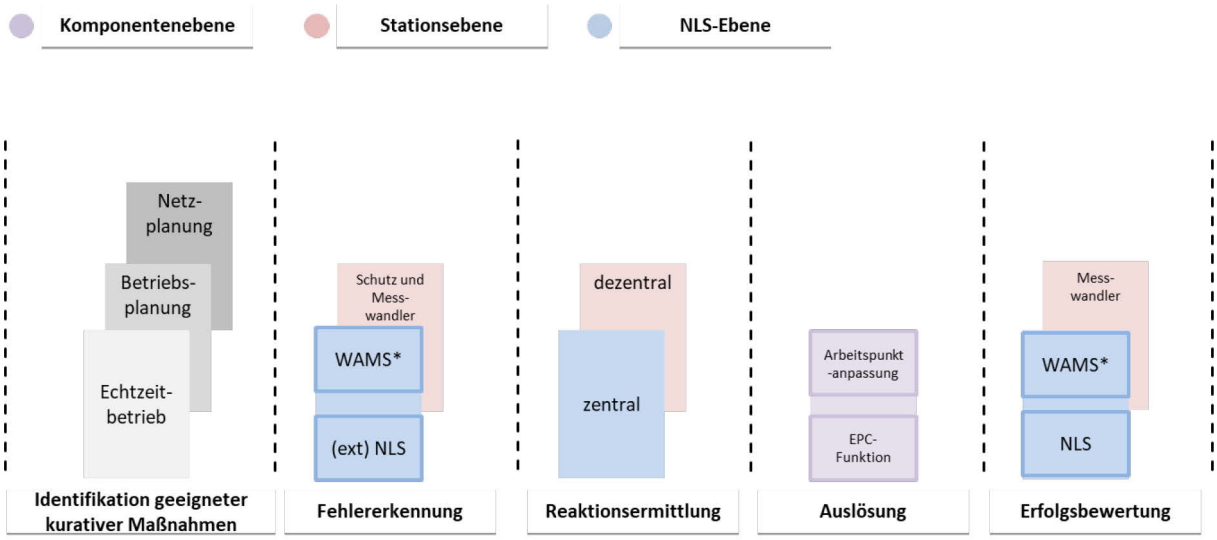


Abbildung 3-14: Übersicht der Konzeptphasen und dazugehöriger Lösungsansätze

3.2.4.2.3 Präventiver und kurativer Einsatz leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel

Leistungsflussbeeinflussende Betriebsmittel (LFB) werden eingesetzt, um überlastete Leitungen durch das Verschieben des Leistungsflusses zu entlasten. Dazu können verschiedene Technologien genutzt werden. Hier werden lediglich die Betriebsmittel betrachtet, welche nicht in anderen Konzepten explizit beleuchtet werden. Dazu zählen:

- Längskompensation
- Transformator quer/schräg-geregelt
- Kombinierte FACTS-Elemente

Der Fokus der Betrachtungen liegt insbesondere auf den derzeit im Rahmen des Netzentwicklungsplan-Prozesses seitens der ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung. Nichtsdestotrotz ist das Konzept grundsätzlich so ausgeführt, dass auch darüberhinausgehende Maßnahmen eingesetzt werden können.

LFB in Form von Phasenschiebertransformatoren existieren bereits seit längerem im deutschen Übertragungsnetz und dienen insbesondere zur Steuerung von Leistungsflüssen zu benachbarten Netz- und Marktgebieten. Die Koordination der präventiven Phasenschieberstellungen wird sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene durchgeführt, um Beeinflussungen benachbarter Netze zu berücksichtigen. Die Verwendung von LFB für das kurative *Engpassmanagement* erfordert eine Erweiterung der nationalen und internationalen Koordinationsprozesse. Der Koordinationsaufwand für die geplanten LFB-Installationen im innerdeutschen Netzgebiet dürfte hierbei deutlich geringer ausfallen und in naher Zukunft umsetzbar sein.

Im Rahmen der Betriebsplanung (WAPP bis IDCF) erfolgt die gemeinsame Dimensionierung *präventiver* und *kurativer Maßnahmen*. LFB werden in den einzelnen Prozessschritten der

Betriebsplanung mit dem zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Stellbereich berücksichtigt. Da die Betriebsplanungsprozesse mit Prognosedaten arbeiten und somit Unsicherheiten unterliegen, sollte der Stellbereich in Prognoseprozessen eingeschränkt werden. Mithilfe eines Optimierungstools werden für jedes LFB sowohl präventive als auch kurative Arbeitspunkte berechnet:

- präventiver Arbeitspunkt: Der Arbeitspunkt wird im Echtzeitbetrieb zum geplanten Zeitpunkt auf jeden Fall umgesetzt.
- kurativer Arbeitspunkt: Der Arbeitspunkt wird nur bei dezidierten Ausfallereignissen umgesetzt.

Das Ergebnis der Betriebsplanung wird in Form einer Reaktionsmatrix festgehalten, die für jeden Zeitpunkt und jedes berücksichtigte Ausfallereignis die kurativen Arbeitspunkte aller LFB enthält. Die Ermittlung, Überwachung, Auslösung und Erfolgsbewertung der kurativen Engpassmanagementmaßnahmen erfolgen entsprechend dem allgemeinen InnoSys-Systemführungsprozess.

Neben der stationären Systemsicherheitsbewertung erfolgt zukünftig in der Betriebsplanung und ggf. auch im Echtzeitbetrieb eine zusätzliche dynamische Systemsicherheitsbewertung (Online-/Offline-DSA). Auf Basis dieser Bewertung kann es zu einer Einschränkung der präventiven und kurativen Fahrweise der LFB kommen.

3.2.4.2.4 Kurativer Redispatch aus dem Verteilnetz

Kern des Konzepts ist die Bereitstellung von Verteilnetzflexibilitäten (Erzeugungsanlagen, Speicher, steuerbare Lasten) für das kurative *Engpassmanagement* im Übertragungsnetz sowie 110 kV-Verteilnetz. Dabei wird sich maßgeblich auf den Redispatch-2.0-Prozess (RD2.0) bezogen, dessen Entwicklung zeitgleich zur Konzeptentwicklung stattgefunden hat. Wo möglich wurden aktuelle Diskussions- und Entwicklungsstände in der Konzeptentwicklung berücksichtigt sowie Anpassungsbedarfe an RD2.0-Prozessen und technischen Systemen aufgezeigt, um eine höchstmögliche Kompatibilität zwischen beiden Prozessen – präventiver und kurativer *Redispatch* – sicherzustellen. Um zudem die Kompatibilität mit den Prozessen der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, wurden die Prämissen aus dem InnoSys-Systemführungsprozess in einen eigenen VNB-Systemführungsprozess überführt.

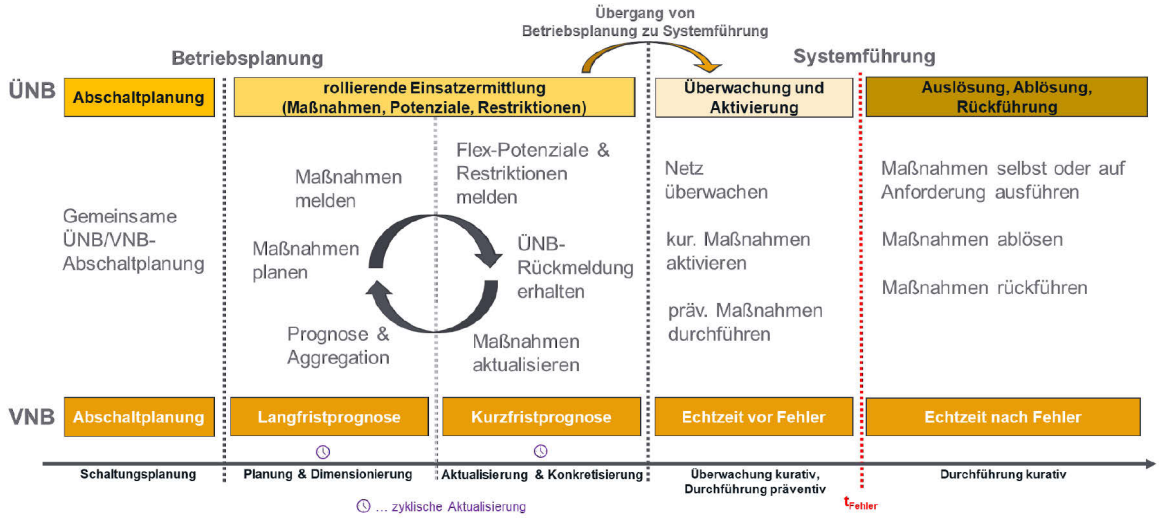


Abbildung 3-15: VNB-Systemführungsprozess mit Schnittstellen zum InnoSys-Systemführungsprozess

Fokus des prozessualen Geschehens ist die kurative Nutzung technisch sicher abrufbarer Flexibilitätspotentiale. Hierfür müssen diese prognostiziert, aggregiert und für den Abruf in definierten Zeitfenstern gemeldet werden. Dabei schränken Prognoseunsicherheiten und die Lastflusssituation im Verteilnetz die Potenziale ein. Die Umsetzungszeiten berücksichtigen zudem Regelungszeiten von Anlagen sowie die Signallaufzeiten in der Kommunikation von anweisendem zu Anschluss-Netzbetreiber hin zur Anlage selbst. Darüber hinaus wird im Konzept auch auf die Nutzung kurativen *Engpassmanagements* in der 110 kV-Verteilnetzebene eingegangen. Ausgehend von heute eingesetzten Maßnahmen wird andiskutiert, wie eine Entwicklung kurativer Maßnahmen – von fest vorparametrierten zu aus dem Netzleitsystem parametrierbaren Mitnahmeschaltungen bis hin zu einer freien Verplanung von Potenzialen in präventiven und kurativen Zeitfenstern – auch im Verteilnetz zu einer optimierten Nutzung der Infrastruktur beitragen kann.

3.2.4.2.5 Präventiver und kurativer Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen

Das Konzept behandelt den präventiven und kurativen Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen (TSM) zur Vermeidung von Überlastungen im Übertragungsnetz. TSM als Reaktion auf Betriebsmittelausfälle werden als kurative Schaltmaßnahmen bezeichnet. Demgegenüber werden Schaltmaßnahmen, die unabhängig von einem tatsächlichen Ausfall eines Netzbetriebsmittels umgesetzt werden, als präventive Schaltmaßnahmen bezeichnet. Auch heute sind präventive Schaltmaßnahmen bereits als Freiheitsgrad im *Engpassmanagement* erschlossen und als Teil der netzbezogenen Maßnahmen regulatorisch jeglichen Eingriffen in den Markt vorzuziehen. Dennoch werden die Vorteile des präventiven Schaltens heutzutage nur eingeschränkt genutzt, insbesondere da sie aufgrund der hohen Komplexität noch nicht im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse berücksichtigt werden.

Neben der einfachen Zu- oder Abschaltung von Stromkreisen beinhalten topologische Maßnahmen auch Anpassungen der Konfiguration von (Mehrfach-)Sammelschienen. Je nach Ausführung einer Schaltanlage können die Sammelschienen (quer- und/oder längs-) ge- oder entkuppelt betrieben werden. Durch die zusätzliche Umbelegung von Abgängen auf die einzelnen Sammelschienenabschnitte entstehen zahlreiche Möglichkeiten, um die Leistungsflüsse im Netz gezielt zu steuern.

Da für Änderungen an der Sammelschienenkonfiguration inklusive Umbelegungen komplexe Schaltfolgen notwendig sind, entstehen bei der Umsetzung kurzfristige Zwischenschaltzustände, welche vollständig auf ihre Zulässigkeit für einen sicheren Netzbetrieb überprüft werden müssen. Für den kurativen Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen werden zunächst keine komplexen Schaltfolgen zugelassen. Dabei beschränkt sich die erste Evolutionsstufe des Konzeptes auf den kurativen Einsatz sogenannter „elementarer Schaltmaßnahmen“, die die aus betrieblicher Sicht kleinstmögliche, sinnvolle Veränderung des Schaltzustands darstellen. Präventiv hingegen wird diese Einschränkung nicht vorgenommen. Nach Sammlung von betrieblicher Erfahrung mit dem Einsatz einzelner kurativer Schaltmaßnahmen ist es perspektivisch denkbar, auch komplexere Schaltfolgen kurativ zuzulassen (Evolutionsstufe 2).

Um das hohe Potential von präventiven und kurativen topologischen Maßnahmen auszuschöpfen, müssen diese in den Optimierungsalgorithmen der Betriebsplanungsprozesse modelliert und als Freiheitsgrade berücksichtigt werden. Dies ist auf Grund der hohen Komplexität/Kombinatorik topologischer Maßnahmen sowohl methodisch als auch modelltechnisch mit Herausforderungen verbunden. Innerhalb des Konzeptes werden diese Herausforderungen sowie mögliche Lösungsansätze aufgezeigt.

3.2.4.2.6 Redispatch konventioneller Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung von kurativen Einsätzen

Das Konzept beschreibt aufbauend auf den heutigen Rahmenbedingungen für *Redispatch*-Einsätze konventioneller Kraftwerke die notwendigen Erweiterungen insbesondere der Planungsdatenlieferungen und kommunikationstechnischen Anbindungen für einen kurativen *Redispatch*. Die bestehenden Potentiale verschiedener Kraftwerkstechnologien für den kurativen *Redispatch* werden eingangs analysiert und hinsichtlich der technischen wie betrieblichen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes diskutiert. Abschließend werden Leitplanken für die simulativen Untersuchungen des TP 3 formuliert und ein Umsetzungsfahrplan ausgearbeitet, der die einzelnen Evolutionsstufen in einer graduellen Erweiterung bestehender Prozesse definiert.

Der kurative Einsatz von konventionellen Kraftwerken hat gegenüber anderen Konzepten, z. B. dem Netzbooster-Konzept, den zentralen Vorteil, dass keine neuen Assets durch Baumaßnahmen im Bestandsnetz umgesetzt werden müssen. Zudem haben ÜNB jahrelange Betriebserfahrung beim *Redispatch* mit konventionellen Kraftwerken. Es existieren bereits zahlreiche etablierte Prozesse und

Systeme, welche den gesamten Prozessablauf von der Fahrplanbewirtschaftung bis hin zum eigentlichen Abruf abbilden. Somit können voraussichtlich bestehende Werkzeuge und Kommunikationsinfrastrukturen für den kurativen Einsatz genutzt werden. Somit sind die Hürden bei der Implementierung eines kurativen *Redispatches* mit konventionellen Kraftwerken gering im Vergleich zu anderen Konzepten. Seitens der konventionellen Kraftwerke bestehen eine Reihe von technischen und betrieblichen Restriktionen, welche im Konzept des kurativen *Redispatch*-Einsatzes beachtet werden müssen. Leistungsgradienten, Anfahrts- sowie minimale Stillstands- und Betriebszeiten müssen in der Ermittlung und Meldung der Potentiale berücksichtigt werden. Diese sind auch automatisch Nebenbedingungen in einer betriebsplanerischen Optimierung. Betriebliche Einschränkungen, wie das Vorhalten von Brennstoff, ggf. Betriebspersonal oder Wartungs- und Test-Zeitfenstern, schränken die Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken ein. Auf Basis der Analysen im Konzeptdokument zeigt sich, dass konventionelle Kraftwerke für einen kurativen *Redispatch* einsetzbar sind. Dies gilt insbesondere für Gasturbinen-Kraftwerke oder Pumpspeicherwerke in Kombination mit Offshore-Windenergieanlagen. Neben dem kurativen *Redispatch* ist auch der Einsatz zur Ablösung (und Rückführung) von Batteriespeicher-basierten Netzboostern denkbar.

Die Einbindung von kurativen Redispatchmaßnahmen in die Betriebsplanung kann zu großen Teilen in Anlehnung an präventive Redispatchprozesse erfolgen, erfordert jedoch zahlreiche (methodische und prozessuale) Anpassungen. In den verschiedenen, zeitlich aufeinander folgenden Betriebsplanungsprozessen erfolgt die Berechnung, Plausibilisierung und Bestellung der Maßnahmen zur Engpassbehebung. Dabei werden Maßnahmen rollierend mit jeweils aktuellen Prognosedaten ermittelt und erst dann umgesetzt, wenn Vorlaufzeiten es erfordern. Die Berücksichtigung von kurativen Redispatchmaßnahmen ist in der gesamten Prozesskette anzustreben. So wird gewährleistet, dass einerseits *präventive Maßnahmen* unter Berücksichtigung kurativer Maßnahmen geplant werden und anderseits frühzeitig kurative Redispatchmaßnahmen vorbereitet werden können. Die Vorbereitung kurativer Redispatchmaßnahmen trifft insbesondere dann zu, wenn ein Kraftwerk für einen möglichen kurativen Stellbereich angefahren werden soll und vorher noch betriebsbereit (Bestellung Gas, Betriebspersonal etc.) gemacht werden muss. Aufgrund von teils langen Vorlaufzeiten spielen Unsicherheiten bei der Dimensionierung von Redispatchmaßnahmen eine zentrale Rolle. So müssen Anfahrts- und Fixierungsentscheidungen für konventionelle Kraftwerke zum Teil mit erheblichem Vorlauf (z. B. 24 h vor Erfüllung) getroffen werden. Aufgrund möglicher Prognosefehler, dem Handel am Markt oder Nichtverfügbarkeiten ist damit zu rechnen, dass die prognostizierte Netzsituation nicht der in Echtzeit eintretenden entspricht und Aktivierungs- bzw. Fixierungsentscheidungen in der ex-post Betrachtung nicht optimal waren. Dennoch sind Situationen mit unzureichenden oder ineffizienten Potentialen zur Behebung von Netzengpässen zu vermeiden, so dass bei Entscheidungen Sicherheitsmargen zu berücksichtigen sind. Bei der Dimensionierung und Einsatzplanung für einen kurativen Einsatz von konventionellen Kraftwerken ist zu berücksichtigen,

dass Kraftwerksbetreiber am Intraday-Markt noch bis 5 Minuten vor Echtzeit handeln können. Um einen Verlust von kurativen Stellpotentialen durch Intraday-Vermarktung zu verhindern, müssen Potentiale für einen gesicherten kurativen Einsatz fixiert werden. In jedem Fall muss zum Zeitpunkt der spätmöglichsten Anweisung, welche sich aus Aktivierungs- und Vorlaufzeiten ergibt, ein definierter Stellbereich durch das angewiesene Kraftwerk freigehalten werden, damit dieser Stellbereich im Falle eines Betriebsmittelausfalls sicher abrufbar ist. Als Kompensation für den Kraftwerksbetreiber müssen entgangene Erlösmöglichkeiten im Fall der Fixierung sowie zusätzliche Kosten für Brennstoffe im Fall der tatsächlichen Auslösung des kurativen Stellbereichs im Fehlerfall geleistet werden.

Zwei Möglichkeiten zur Umsetzung der Beschaffung kurativer *Redispatch*-Potentiale von konventionellen Kraftwerken werden im Konzept diskutiert: Neben dem heute geltenden regulatorischen *Redispatch*-Regime wäre eine marktliche Umsetzung denkbar, durch die ein zusätzlicher Anreiz für die Bereitstellung kurativer Stellpotentiale geschaffen würde.

Zur Ausgestaltung der Auslösung des kurativen Redispatcheinsatzes kann im Konzept keine endgültige Empfehlung gegeben werden. Bezüglich der Zuverlässigkeit von konventionellen Kraftwerken wird empfohlen, die *kurative Maßnahme* durch eine weitere *kurative Maßnahme* gleicher Wirkung zu besichern („(n-1)-Prinzip für *kurative Maßnahmen*“). In den für eine Höherauslastung nach Fehler infrage kommenden Zeitbereichen von – entsprechend der Definition – maximal 15 Minuten kann – unter Berücksichtigung der Reaktionszeit der konventionellen Kraftwerke – eine Auslösung nur automatisch durchgeführt werden. Es ist davon auszugehen, dass ein Systemführer nicht zuverlässig dahingehend befähigt werden kann, innerhalb dieser Zeit eine angemessene Entscheidung zu treffen. Es gilt der Grundsatz, dass jeder Netzbetreiber die Anlagen in seinem eigenen Netz steuert. Dies führt zu einem Koordinationsbedarf zwischen den Netzbetreibern selbst und stellt ggf. eine zusätzliche Einschränkung im Konzept des kurativen *Redispatch* mit konventionellen Kraftwerken dar. Durch einen Ausfall ändert sich insgesamt die Netzsituation derartig, dass eine Neubewertung und erneute Planung von präventiven wie kurativen Engpassbehebungsmaßnahmen notwendig wird. Somit ist eine Planung für einen längeren Zeitbereich nach dem Fehlereintritt nicht sinnvoll, da eine Betrachtung für viele verschiedene Ausfallsituationen einer (n-2)- bzw. (n-m)-Analyse gleichkäme, die in InnoSys 2030 nicht vorgesehen war. Für einen Zeitbereich von 15-60 Minuten nach Fehlereintritt kann beim kurativen *Redispatch* konventioneller Kraftwerke davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerke innerhalb ihres gemeldeten Redispatchpotentials den kurativ vorgegebenen Arbeitspunkt halten können, sodass keine Ablösemaßnahmen geplant werden müssen.

3.2.5 IKT-Sicherheit

Arbeitspaket 2.6, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, WN, FKIE, IAEW

Das vorrangige Ziel dieses Arbeitspakets ist die Weiterentwicklung von Detektionsansätzen von Cyberangriffen im IKT-Netz mit besonderem Augenmerk auf dem gesteigerten Informationsbedarf der neuen innovativen Maßnahmen. Hierfür wurden einerseits umfassende Konzepte für eine

entsprechende Detektionsarchitektur und verschiedene Detektionsansätze entwickelt. Andererseits wurden diese Arbeiten auch durch einen praktischen Versuchsaufbau ergänzt, der eine prototypische Evaluation der Detektionskonzepte ermöglicht hat.

3.2.5.1 Entwicklung der Detektionskonzepte

Für die frühzeitige Erkennung von Cyberangriffen, die nicht durch *präventive Maßnahmen* unterbunden werden können, mussten existierende Ansätze zur Detektion von Cyberangriffen in IT-Netzen weiterentwickelt und an den gesteigerten Informationsbedarf der neuen innovativen Konzepte für die Netz- und Systemführung angepasst werden. Dafür haben insbesondere die Erkenntnisse aus AP 2.5 ergeben, dass in InnoSys 2030 eine Detektionsarchitektur für Cyberangriffe über IKT-Netzwerke auf zwei Ebenen betrachtet werden muss. Zum einen betrifft dies die IKT-Netzwerkebene und zum anderen sind IT-Sicherheitsvorkehrungen auf Prozessebene zu treffen. Während auf der IKT-Netzwerkebene vor allem klassische IT-Sicherheitsmaßnahmen, wie z. B. eine Überwachung der Netzwerktopologie, zum Einsatz kommen, haben Expertenbefragungen mit den ÜNB ergeben, dass im Prozessnetzwerk insgesamt bereits ein hohes Sicherheitsniveau vorliegt, welches allerdings durch den Einsatz von veralteter Hardware und entsprechend veralteten Protokollen nicht durchgängig umgesetzt werden kann. In vielen Fällen kann allerdings solch eine veraltete Hardware aufgrund von unterschiedlichen Abhängigkeiten nicht einfach ausgetauscht werden. Daher ist denkbar, dass Angriffe, die bereits auf der Prozessebene ablaufen, wie z. B. manipulierte Schaltbefehle, auf der Netzwerkebene nicht mehr erkannt werden können, falls dort die Prozessdaten verschlüsselt werden. Da die Vertraulichkeit von Prozessdaten üblicherweise nur nachrangig schützenswert ist, muss eine Umsetzung einer Verschlüsselung von Prozessdaten immer gegen ggf. entstehende Nachteile für die Angriffserkennung und Verfügbarkeit abgewogen werden. Eine zuverlässige Detektion von Cyberangriffen kann nur erfolgen, wenn die entsprechende IT-Sicherheitszentrale sowohl mit der Netzwerk- als auch mit der Prozessebene interagieren kann.

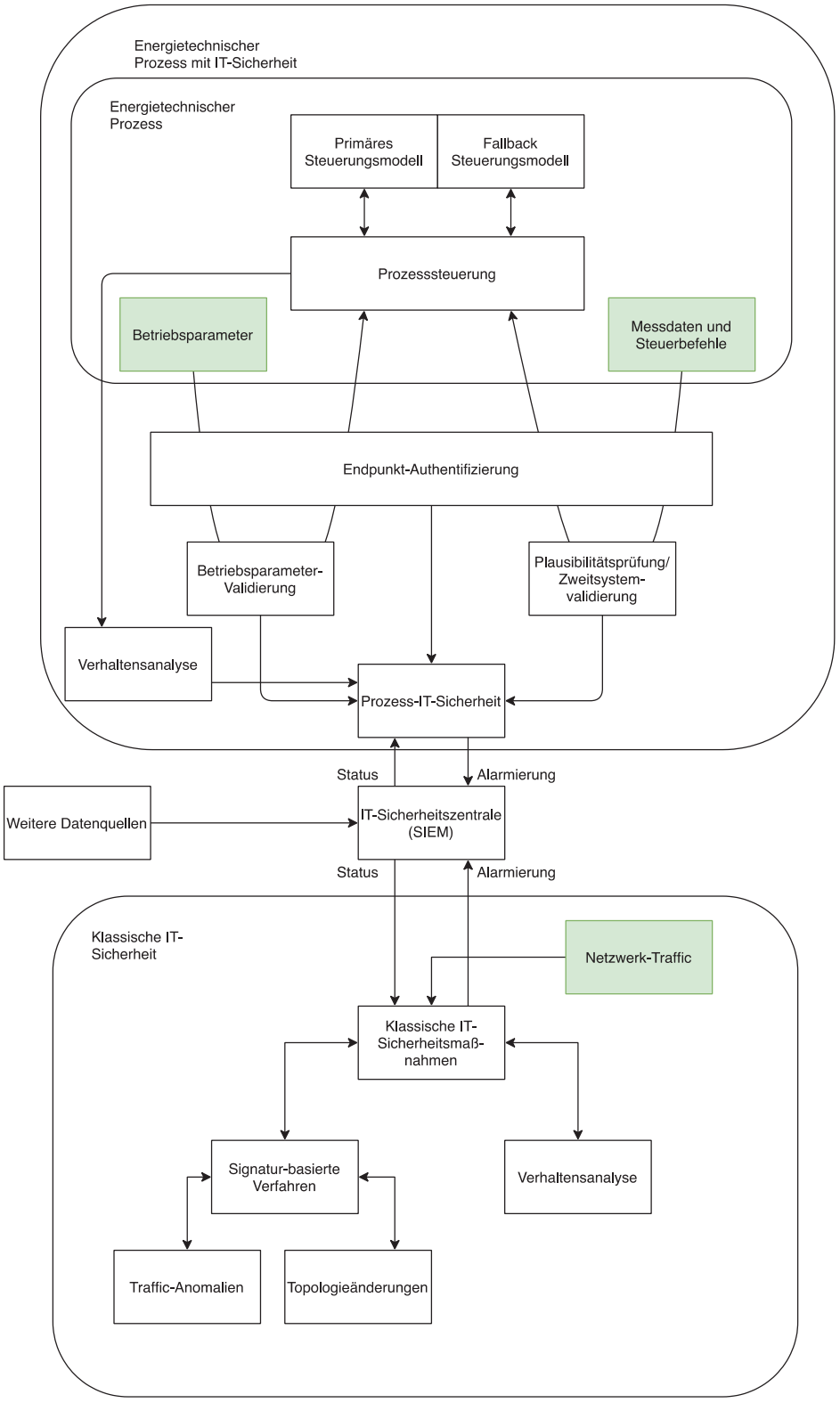


Abbildung 3-16: Architektur zur Detektion von Cyberangriffen: IT-Sicherheitszentrale, IT-Sicherheitskomponenten innerhalb der energietechnischen Prozesse, klassische IT-Sicherheitskomponenten im Prozessnetzwerk sowie externe Datenquellen zur Anreicherung.

In Abbildung 3-16 ist ein konzeptioneller Aufbau für eine solche Architektur skizziert. Dargestellt sind die beiden beschriebenen Ebenen sowie die IT-Sicherheitszentrale als verbindendes Element. Die grünen Boxen symbolisieren eingehende Daten in die Systeme. Im Falle der klassischen IT-Sicherheitsmaßahmen, die in InnoSys 2030 betrachtet werden, ist das der Netzwerkverkehr. Unter der Annahme einer starken Verschlüsselung können an dieser Stelle Informationen bis zur Transport-Ebene des OSI-Modells ausgewertet werden. Hier kommen Standard-Verfahren aus der IT-Sicherheit zum Einsatz.

Auf Seite der energietechnischen Prozesse gibt es als Eingangsdaten Betriebsparameter, zum Beispiel Konfigurationen für SpPS, sowie Messdaten und Steuerbefehle. Beide durchlaufen zunächst ein Modul zur Prüfung, ob die Daten von einem gültigen Endpunkt versendet wurden und ob die Daten unverändert sind. Schlägt eine von beiden Prüfungen fehl, wurde ein Angriff detektiert. Die Daten werden verworfen und eine Warnung für die IT-Sicherheit generiert. Nach diesen, vergleichsweise einfachen Prüfungen werden die Daten einer Plausibilitätsprüfung auf Prozessebene unterzogen. Je nach Konzept und Datentyp unterscheiden sich diese Tests. Sollte die Prüfung hier fehlschlagen, liegt ein Verdacht für einen bereits sehr tiefgehenden Cyberangriff vor, da der Angreifer in der Lage gewesen wäre mehrere Prüfungen zu überwinden. Dies sind die Prüfungen durch klassische IT-Sicherheitsmaßnahmen sowie die Authentifizierung von Endpunkten und die Integritätsprüfung. Ist der Test erfolgreich, werden die Daten an den energietechnischen Prozess zurückgegeben und dort verarbeitet. Die ausgehenden Befehle der Prozesssteuerung gehen an ein Verhaltensanalysemodul, um die Prozesssteuerung selber auf Anomalien prüfen zu können. Über diesen Pfad können auch gehäufte Messfehler, die unter Umständen auf einen Cyberangriff hindeuten, gemeldet werden. Die zentrale IT-Sicherheitskomponente erhält so ein umfassendes Bild.

Durch die klassischen IT-Sicherheitsmaßnahmen kann der Netzwerkverkehr untersucht werden. Dies beinhaltet Low-Level-Kommunikation, wie Address Resolution Protocol (ARP), und auch grundlegende Datenflüsse. So ist beispielsweise die direkte Kommunikation zwischen zwei Umspannwerken ungewöhnlich. Die Analyse der energietechnischen Prozesse liefert insbesondere Wissen über die Prozesssteuerung, Betriebsparameter und Messdaten. Damit können die Schwierigkeiten adressiert werden, die sich aus einer lückenlosen Verschlüsselung der Daten ergeben würden. Weitere Datenquellen, z. B. aus dem Liegenschaftsmonitoring, dienen als Ergänzung.

Für InnoSys 2030 ist insbesondere der Umgang mit der Angriffserkennung ein wichtiger Faktor. Da im Fehlerfall die (n-0)-Sicherheit nur gewährleistet ist, wenn die geplanten kurativen Maßnahmen durchgeführt werden können, müssen potentielle oder erkannte Angriffe bei der Auswahl von Maßnahmen berücksichtigt werden. Neben der Anbindung der Einzelprozesse an die IT-Sicherheitszentrale muss daher der Systemführungsprozess bzw. die Algorithmen zur Auswahl der Maßnahmen die aktuelle Lage der IT-Sicherheit mitberücksichtigen. Eine besondere Herausforderung

stellen hierbei externe Konzepte dar. So hat ein ÜNB eine klare Einschätzung zur Lage in seinem eigenen IKT-Netzwerk. Werden externe Anlagen genutzt, wie beispielsweise im Konzept zum *Redispatch* aus dem Verteilnetz, endet die Überwachungsmöglichkeit an der IKT-Netzgrenze des eigenen Prozessnetzwerks.

Zur Verbesserung der Datenlage der IT-Sicherheitszentrale können weitere Datenquellen angebunden werden. So bieten sich beispielsweise die Anbindung der Liegenschaftsüberwachung, Wartungsplanung oder der Telefoninfrastruktur an. So lassen sich Fehlalarme minimieren und die IT-Sicherheitszentrale erhält weitere Indikatoren zur Bewertung der Situation.

3.2.5.2 Prototypische Evaluation der Konzepte

Als Proof of Concept wurden in einem Versuchsaufbau beim IAEW praktische Versuche zur Angriffsdetektion in Prozessnetzwerken durchgeführt. Den Kern des Versuchsaufbaus bildet die Sekundärtechnik einer Schaltanlage. Diese besteht aus drei Siprotec-5-Schutzgeräten und einem Sicam-Stationsleitsystem. Die Schutzgeräte verfügen über eine Leistungsschalter-Emulation, die mithilfe der vorhandenen digitalen Ein- und Ausgänge umgesetzt wurde. So kann eine realitätsnahe Abbildung von Schalthandlungen erfolgen. Durch diesen Aufbau kann die jeweilige tatsächliche Schalterstellung mithilfe von an den digitalen Ausgängen angeschlossenen LEDs beobachtet werden. Weiter sind die digitalen Eingänge an Schalter angeschlossen und können darüber gesetzt werden. Dies kann unter anderem zur Aktivierung der mit dem System dargestellten Maßnahmen verwendet werden. Die Schutzgeräte sind über einen Stationsbus miteinander und mit dem Stationsleitsystem verbunden. Zwischen den Schutzgeräten und dem Stationsleitsystem findet eine IEC 61850 (MMS) Client/Server-Kommunikation statt. Über ein getrenntes Netzwerk findet basierend auf IEC 60870-5-104 Kommunikation zu einer Leitwarte statt. Die Kommunikation zwischen den Schutzgeräten findet über IEC 61850 GOOSE statt. Abbildung 3-17 zeigt die schematische (links) und bildliche (rechts) Darstellung des Versuchsaufbaus.

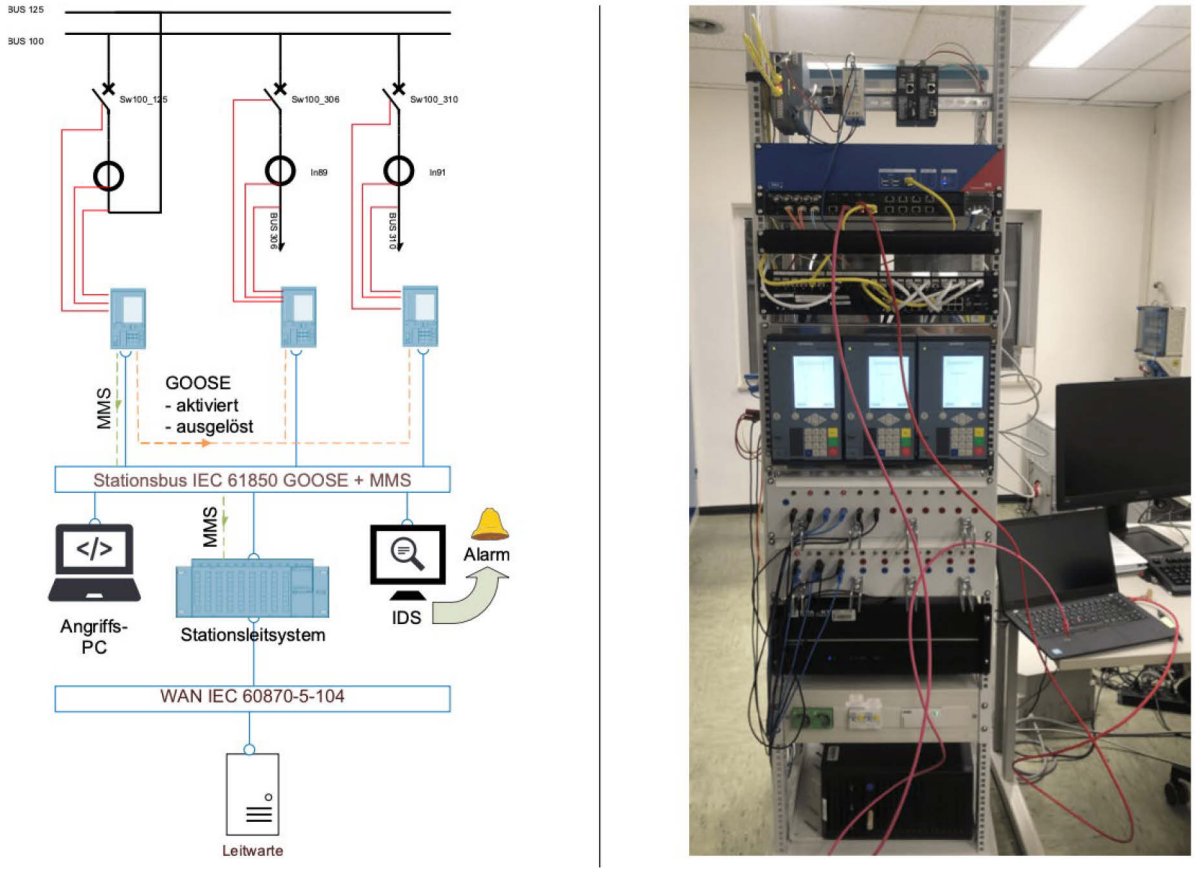


Abbildung 3-17: Schematische (links) und bildliche (rechts) Darstellung des Versuchsaufbaus.

Neben dem Anwendungsfall, dass über MMS und IEC 60870-5-104 Messwerte gesendet werden und Steuerbefehle empfangen werden, wurde auch eine lokale Anwendung auf dem Stationsbus umgesetzt. Das Ziel war hierbei eine *kurative Maßnahme* in ihren Grundzügen nachzubilden. Dieser Anwendungsfall wird dann weiter für die Konzeptentwicklung von Angriffen und IDS-Systemen verwendet. Aufgrund der kurzen Reaktionszeiten erfordern einige der in InnoSys 2030 betrachteten Konzepte eine lokale Auslösung. Um dies nachzustellen, wurde ein solche Maßnahme basierend auf GOOSE umgesetzt. Ziel der Anwendung ist, dass nach Aktivierung der Maßnahme die Schalter der Schutzgeräte 2 und 3 automatisch auslösen sollen, sobald der Schalter von Schutzgerät 1 geöffnet wird. Die Maßnahme wird mithilfe von Schaltern aktiviert, welche mit den digitalen Eingängen der Schutzgeräte verbunden sind. Ob die Maßnahme aktiviert ist, wird über GOOSE kommuniziert. Sobald nun der Schalter des ersten Schutzgerätes geöffnet wird, wird diese Information über den Stationsbus geteilt und falls die Maßnahme aktiviert ist, öffnen die weiteren Schutzgeräte ebenfalls den jeweils verbundenen Leistungsschalter. Diese Beispielanwendung ermöglicht die Entwicklung von IDS-Konzepten, da grundlegende Funktionalität bei möglichst geringer Komplexität abgebildet wird. Außerdem sind zwei Laptops an den Stationsbus für Experimentierzwecke angeschlossen: Ein

Angriffs-PC, welcher die Angriffe durchführen wird, und ein IDS-PC, welcher die verschiedenen Detektionsmethoden auf den beobachteten Netzwerkverkehr anwenden wird.

Der Fokus der Untersuchungen wurde auf den Netzwerkverkehr nach dem Standard IEC 61850 GOOSE gelegt. Dieses Protokoll wird für die Kommunikation innerhalb von Schaltanlagen eingesetzt und ist somit für die Umsetzung von in InnoSys 2030 entwickelten lokalen kurativen Maßnahmen geeignet. Außerdem hat die Wahl des GOOSE-Protokolls noch weitere Vorteile: Das Protokoll ist auf den Einsatz in Umspannwerken ausgelegt, die im Versuchsaufbau befindlichen Schutzgeräte unterstützen dieses Protokoll, das Protokoll wird von gängigen Tools zur Manipulation von Netzwerkverkehr hinreichend gut unterstützt und es sind Vorarbeiten zu Angriffen auf derartige Kommunikation verfügbar, auf denen weiter aufgebaut werden kann. Für die Durchführung im Versuchsaufbau wurden die vier folgenden Angriffstypen ausgewählt:

- **Replay-Angriff:** Bei einem Replay-Angriff wird ein in der Vergangenheit aufgezeichnetes Netzwerkpaket erneut in das Netzwerk eingebracht. Durch die Auswahl geeigneter alter Pakete kann gegebenenfalls unerwünschtes Verhalten hervorgerufen werden.
- **Insertion-Angriff:** Bei einem Insertion-Angriff werden speziell erzeugte Pakete im Netzwerk versendet, um gewünschte Auswirkungen hervorzurufen.
- **Denial-of-Service-Angriff:** Dieser Denial-of-Service-Angriff hat das Ziel, die Verfügbarkeit bzw. die ordnungsgemäße Funktion einer Anlage durch das Überschreiben von Auslöse-Signalen zu stören.
- **Flooding-Angriff:** Bei einem Flooding-Angriff werden sehr viele Pakete innerhalb kurzer Zeit versendet, um das Netzwerk und die Endgeräte darin zu überlasten.

Bei der Auswahl von zu evaluierenden Detektionsmethoden wurden sowohl Machine-Learning-Ansätze als auch GOOSE-spezifische Angriffsdetektionsverfahren berücksichtigt:

- **Discrete-Time-Markov-Chains (DTMC)** erstellt anhand von legitimem Netzwerkverkehr ein Modell von Zustandsübergängen mit Wahrscheinlichkeiten und gibt bei groben Abweichungen einen Alarm aus.
- **Isolation-Forest** wird ebenfalls auf legitimem Netzwerkverkehr trainiert und gibt bei erkannten Anomalien einen Alarm aus.
- **GOOSE-timing** lernt Abstände zwischen Paketen und prüft dann, ob die beobachteten Abstände in den gelernten Intervallen liegen. Bei einer Abweichung wird ein Alarm ausgegeben.
- **GOOSE-Sequence** prüft, ob die in der GOOSE-Spezifikation festgelegten Abläufe bezüglich Sequenznummern und Wertänderungen eingehalten werden. Ist das nicht der Fall, wird ein Alarm ausgegeben.

- **GOOSE-value-agnostic-Sequence** prüft ausschließlich, ob die Abfolge der Sequenznummern standardkonform ist, betrachtet dabei aber keine Wertänderungen. Bei einer abweichenden Sequenznummernfolge wird ein Alarm ausgegeben.

Die Durchführung der Versuche im Versuchsaufbau lief wie folgt ab: Der Versuchsaufbau wurde zunächst immer in die Grundkonfiguration gebracht, bei der alle drei Schalter geschlossen sind. Dann wurden die folgenden Netzwerkmitschnitte aufgezeichnet, um im Nachhinein die verschiedenen Intrusion-Detection-Systeme darauf vergleichen zu können:

- Reguläre Kommunikation bei geschlossenen Schaltern
- Reguläre Kommunikation bei geöffneten Schaltern
- Eine Öffnung von Schalter 1, wodurch automatisch Schalter 2 und 3 geöffnet werden
- Drei Denial-of-Service-Angriffe, wobei nur der dritte zum Erfolg führte
- Zwei Flooding-Angriffe
- Zwei Insertion-Angriffe
- Zwei Replay-Angriffe

Aus den Experimenten im Versuchsaufbau lassen sich Erkenntnisse zur Brauchbarkeit der untersuchten Detektionsansätze und zur angewendeten Implementierungsstrategie gewinnen. Bei den Detektionsansätzen hat sich gezeigt, dass Intrusion-Detection-Systeme, welche nach deterministischen Regeln Prozessfeatures validieren, gegenüber statistischen oder Machine-Learning-Ansätzen einen großen Vorteil haben. So lässt sich ihr Verhalten relativ einfach nachvollziehen und ggf. nachparametrieren. Daraus folgt, dass sich auch die Detektionsergebnisse erklären lassen, und bei einem Alarm klar ist, aus welchem Grund er ausgelöst wurde, was die Analyse und Weiterentwicklung stark vereinfacht.

Bezüglich der Implementierungsstrategie lässt sich festhalten, dass die Nutzung einer Abstraktionsschicht für Kommunikationsprotokolle, wie erwartet, es einerseits sehr einfach gemacht hat, zusätzliche IDS-Ansätze zu entwickeln und zu evaluieren, und die Evaluation andererseits auch mit sehr wenig Aufwand auf weitere Datensätze erweitert werden konnte. Selbst bei protokollspezifischen IDS-Ansätzen wie GOOSE-Sequence und GOOSE-value-agnostic-Sequence hat sich dies bemerkbar gemacht.

Quellenverweise - 3.2 Maßnahmen und Konzepte

[3.2-1] IEEE Power and Energy Society, „IEEE Std 738-20122: IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors,“ IEEE, New York, 2012.

[3.2-2] CIGRE, TB 601 „Guide for thermal rating calculations of overhead lines,“ CIGRE, 2014

3.3 Toolentwicklung und Simulation

Im Teilprojekt 3 werden in AP 3.1 und AP 3.2 die in TP 2 erarbeiteten (Systemführungs-)Konzepte und Maßnahmen zur Erhöhung der möglichen Netzauslastung sowie der Gewährleistung der Systemstabilität weiterentwickelt, implementiert und mittels Simulation unter stationären wie auch dynamischen Gesichtspunkten getestet und ausgewertet. Die Ergebnisse fließen, sofern hierfür relevant, sowohl in die Demonstrationen und Feldtests in TP 5 wie auch in die Bewertung in TP 4 ein.

Ziele:

1. Entwicklung bzw. Erweiterung von Simulationsumgebungen zur stationären und dynamischen Modellierung des Übertragungsnetzbetriebs für Demonstrationsanwendungen
2. Untersuchung entwickelter Maßnahmen und (Systemführungs-)Konzepte aus dem TP 2 durch stationäre und dynamische Simulationen
3. Vorbereitung und Unterstützung der Arbeiten von AP 5.1 und AP 5.3 durch stationäre und dynamische Simulationen und Schnittstellenentwicklung
4. Implementierung bzw. Erweiterung eines Verfahrens zur Leistungsflussoptimierung
5. Implementierung eines Verfahrens zur Platzierung von Netzboostern im Netz
6. Erzeugung von Ergebnissen sowie Validierung, Bewertung und Potentialabschätzung der entwickelten Systemführungskonzepte und (stationären und dynamischen) Maßnahmen zur Stabilisierung infolge von auslegungsrelevanten Störfällen
7. Bereitstellung der Ergebnisse zur weitergehenden Auswertung in TP 4 und TP 5

3.3.1 Stationäre Simulation

Arbeitspaket 3.1, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, IEE, IAEW, TUD, TUIL, PSI, SAG

3.3.1.1 Übersicht der Tools und Simulationen

Im Rahmen der stationären Simulation wurden Verfahren entwickelt, um die kurativen Maßnahmen und Konzepte hinsichtlich ihres Potentials zur Höherauslastung des Netzes sowie ihres Einflusses auf den Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen zu untersuchen.

Die beteiligten Partner der Hochschulen (TU Dortmund, Fraunhofer IEE, IAEW) sowie die SAG fokussierten dabei jeweils unterschiedliche Maßnahmen und Fragestellungen, weshalb die Entwicklungen dezentral bei den Partnern erfolgten. Diese umfassten die Bestimmung und Bewertung von Standorten kurativ einsetzbarer Anlagen, die Ermittlung thermischer Grenzwerte sowie die Optimierung des präventiven und kurativen Maßnahmeneinsatzes mittels Leistungsflussoptimierung. Weiterhin wurden Verfahren zur netzsicherheitsorientierten Ermittlung von Verteilnetzflexibilität sowie zum Flexibilitätsmanagement entwickelt. Abbildung 3-18 gibt einen Überblick über die Tätigkeiten der Partner, welche Simulationsverfahren entwickelt haben.

Die im AP 3.1 beteiligten Experten der Übertragungsnetzbetreiber haben die Untersuchungen begleitet und die Interpretation der Ergebnisse unterstützt. Zwischen der TU Dortmund und dem IAEW

bestand weiterhin eine intensive Zusammenarbeit zur Berechnung der thermischen Grenzwerte, der Bewertung der ermittelten Netzbooster-Standorte sowie der Validierung der jeweils erzielten *Redispatch*-Ergebnisse.

Die resultierenden Untersuchungen wurden entweder auf dem stationären Referenznetzmodell (siehe Abschnitt 3.1.6), auf Verteilnetzmodellen (siehe Abschnitt 3.1.6.1) oder auf generischen Netzmodellen durchgeführt. Die Untersuchungen des IAEW flossen als Grundlage für die finale Konzeptbewertung aus stationärer Sicht in das TP 4 ein. Weiterhin sind einzelne Untersuchungen auch Bestandteil der Demonstratoren und Feldtests in TP 5 und werden in den zugehörigen Kapiteln aufgegriffen.

Abbildung 3-18: Übersicht Tools und Simulationen je Partner

3.3.1.2 Tools und Simulationen TUD (RD-Optimierung, Ad-hoc-Maßnahmen)

3.3.1.2.1 Netzboosterplatzierung

Ziel der Netzboosterplatzierung war es, optimale Standorte für die Installation von Speicheranlagen zu bestimmen, die zur kurativen Engpassbehebung genutzt werden können. Ziel der Standortauswahl ist

die Minimierung präventiver *Redispatch*-Volumina. Im Folgenden werden die Annahmen, die Methodik sowie die Ergebnisse kurz vorgestellt.

3.3.1.2.1.1 Annahmen

Im Vorfeld wurden im Expertenkreis 32 potentielle Netzboosterstandorte im deutschen Transportnetz definiert. Die Auswahl erfolgte anhand von Erfahrungen zu besonders engpassbehafteten Korridoren (Abbildung 3-19). Eine Netzboosteranlage wurde als ein Speicher mit 500 MW Nennleistung in ladende und entladende Richtung sowie einem Speichervolumen von 500 MWh angenommen. Mehrere Netzboosteranlagen bilden zusammen mit kurativ abregelbarer Offshore-Windeinspeisung einen „Netzbooster“, der im Verbund eine ausgeglichene Leistungsbilanz aufweist.

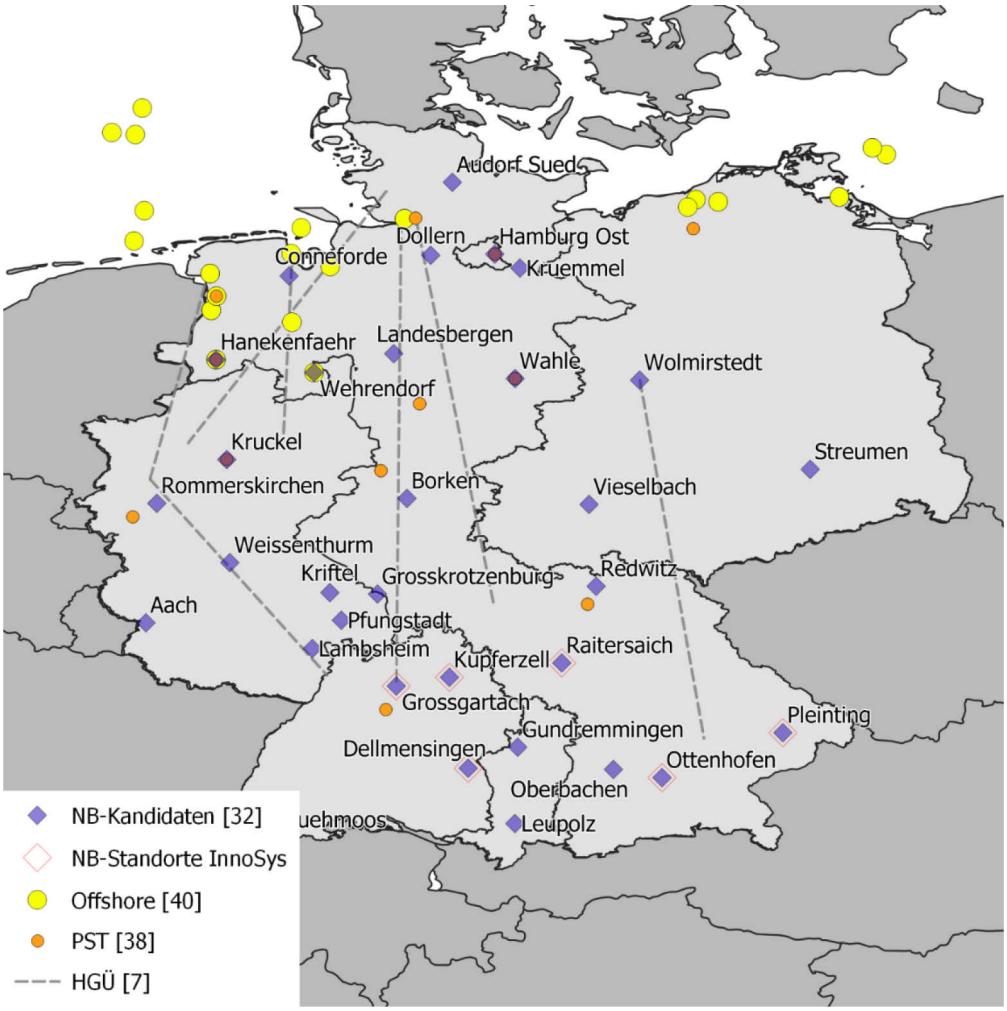


Abbildung 3-19: Standortkandidaten für die Netzboosterplatzierung

Die Bewertung eines Sets an möglichen Netzboosterstandorten erfolgte anhand der eingesparten (präventiven) *Redispatch*-Menge in Jahreslauf-Simulationen, innerhalb derer für jeden Zeitschritt *präventive* und *kurative Engpassmanagementmaßnahmen* kostenoptimal bestimmt werden. Tabelle 3.3.1-1 verdeutlicht die Priorisierung der Einzelmaßnahmen. Hierbei wird die kurative Abregelung von

Offshore-Windeinspeisung dem Einsatz des Netzboosters vorgezogen. Somit erfolgt der Einsatz von Netzboosterleistung überwiegend einspeisend.

Tabelle 3.3.1-1: Priorisierung von Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) und ihre Strafkostenterme

	Abkürzung	**Priorisierung**		**Strafkostenterm**		
EMM		präventiv	kurativ	präventiv	kurativ	Einheit
Phasenschiebertransformatoren	PST	2.	4.	5E-4	5E-3	1/°
innerdeutsche HGÜ	HVDC	1.	3.	1E-4	1E-1	1/MW
konventionelle Kraftwerke	KW	7.	-	1,2E+1 - 1,6E+2	-	1/MW
Offshore-Windeinspeisung	OW	9.	5.	5E+2	1E-4	1/MW
Netzboosteranlagen	NB	-	6.	-	5E-2	1/MW
(Pump-)Speicher	PSW	8.	-	1E+2	-	1/MW
Photovoltaikanlagen	PV	9.	-	5E+2	-	1/MW
Onshore-Windenergieanlagen	ON	9.	-	5E+2	-	1/MW
Dezentrale Flexibilitäten (PtX, Laufwasser, Biomasse)	DEC	9.	-	1E+2	-	1/MW
Cross-Border-Redispatch	CB	10.	-	1E+4	-	1/MW

Zur effizienten Berechnung der Jahreslaufergebnisse wurden einige Simulationsannahmen gegenüber den übrigen Jahreslaufergebnissen im AP 3.1 vereinfacht. So wurde auf die explizite Modellierung von kurativen Zeitfenstern nach Fehlereintritt verzichtet und eine sofortige Wirksamkeit kurativer Maßnahmen nach Fehlereintritt unterstellt. Eine zeitliche Kopplung von Netznutzungsfällen (NNF) durch technische Kraftwerksrestriktionen oder Speicherfüllstände wurde zur besseren Parallelisierbarkeit nicht berücksichtigt.

3.3.1.2.1.2 Methode

Abbildung 3- skizziert die einzelnen Schritte der Netzboosterplatzierung. In Schritt 1 wurde dazu das gesamte Set an Netzboosterkandidaten verwendet, um eine untere Grenze der Jahreslauf-Zielfunktion zu ermitteln. Aus den Ergebnissen ließ sich in Schritt 2 eine Priorisierung der zu prüfenden Standortkombinationen und eine Menge relevanter NNF ermitteln. Relevant waren in diesem Zusammenhang NNF mit hohen Einzel-Zielfunktionswerten, da sich hier potentiell viel präventiver *Redispatch* einsparen lässt. Das Branch-and-Bound-Verfahren in Schritt 3 prüfte die möglichen Standortkombinationen systematisch ab und ermittelte ein optimales Set an Netzboosterstandorten. Im anschließenden Schritt 4 wurde ein kompletter Jahreslauf mit den gewählten Standorten durchgeführt.

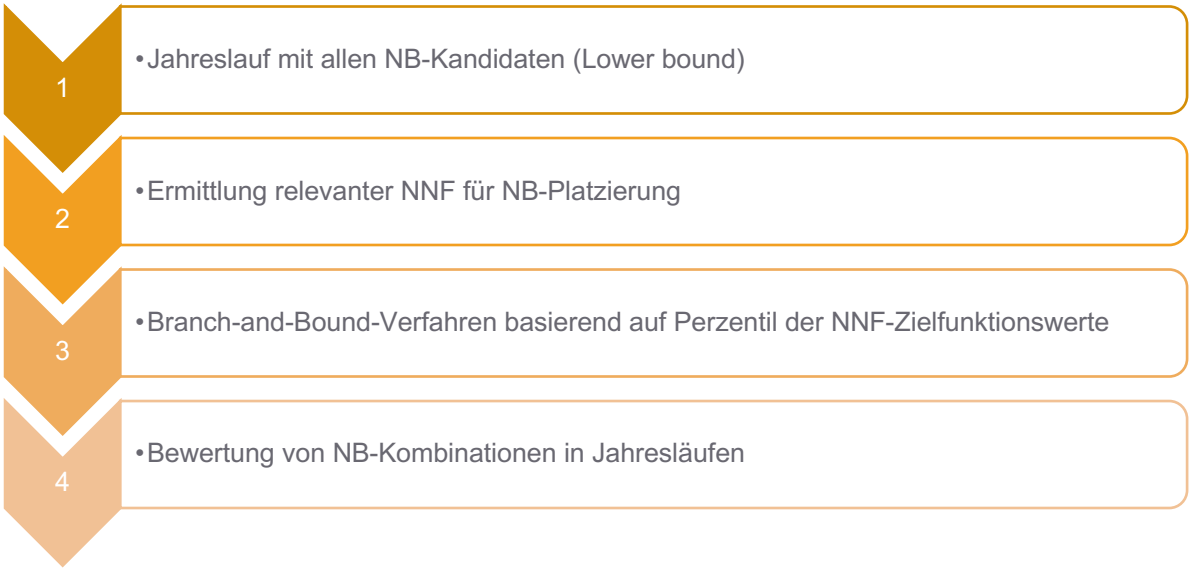


Abbildung 3-20: Verfahren zur Netzboosterplatzierung

3.3.1.2.1.3 Ergebnisse

Das Verfahren zur Netzboosterplatzierung wurde für Set-Größen von zwei bis acht Anlagen durchgeführt. In Abbildung 3-21 sind exemplarische Ergebnisse für eine Setgröße von sechs zu installierenden Anlagen dargestellt. Die in InnoSys ermittelten Standorte sind abhängig von den gewählten Annahmen des energiewirtschaftlichen Szenarios sowie dem als abgeschlossen angenommenen Netzausbaustand. Neben den kumulierten Einsätzen der gewählten Standorte sowie den 40 Offshore-Einspeisungen, werden die entlasteten Zweige sowie die engpassbehebende Wirkung der Anlagen gezeigt. Erwartungsgemäß fungieren die Netzboosteranlagen vorwiegend als Einspeisung. Dies tun sie zum überwiegenden Anteil engpassbehebend, zu einem kleineren Teil aber auch als bilanzieller Ausgleich zur Offshore-Windenergieanlagen-Abregelung (OW). Die Abregelung wirkt dabei stets engpassbehebend, was mit der hohen Sensitivität auf Engpässe im Norden und auf Nord-Süd-Korridore zusammenhängt.

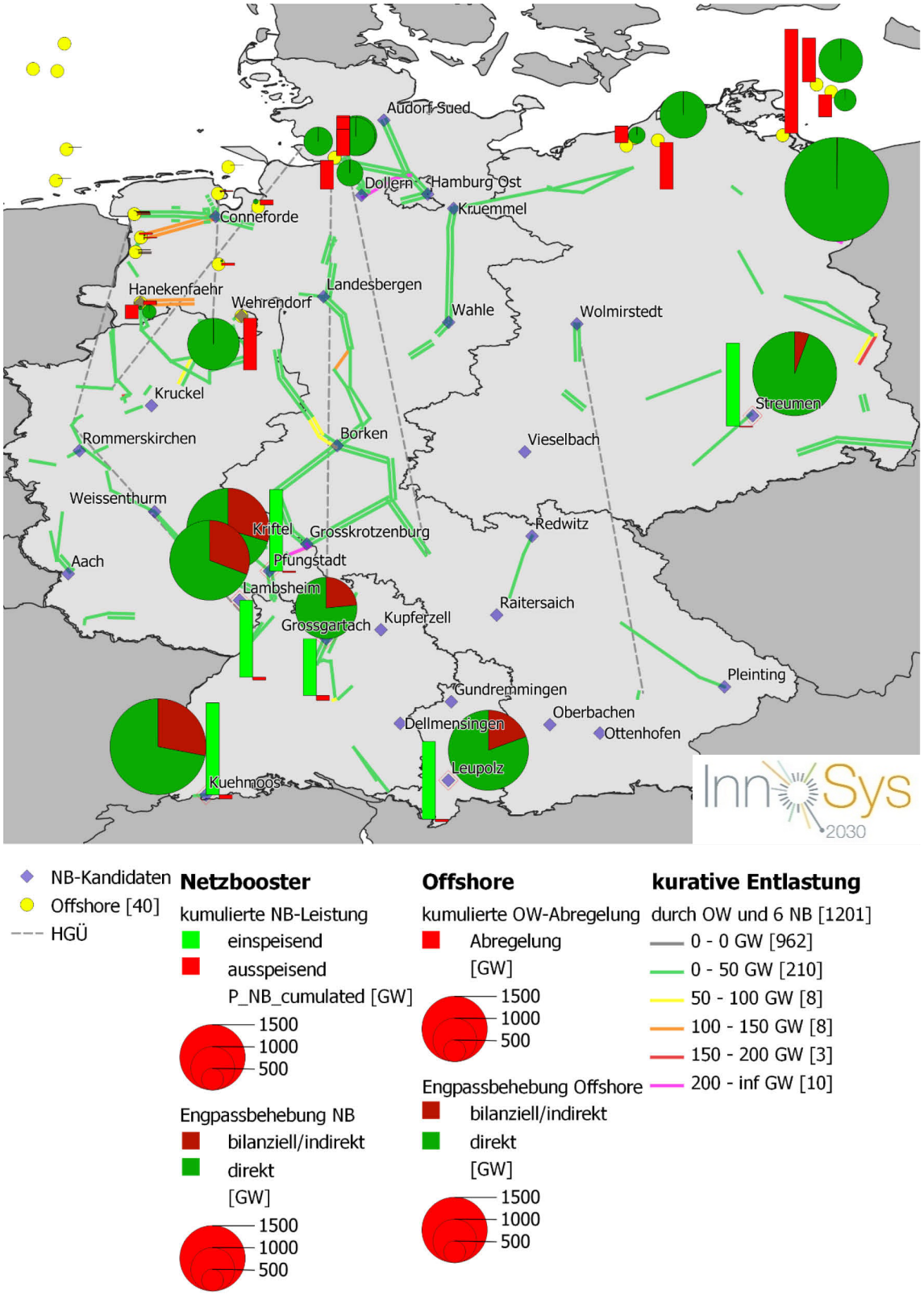


Abbildung 3-21: Exemplarische Ergebnisse zum kumulierten Einsatz und zur kurativen Entlastung durch kurativen Netzboostereinsatz mit 6 Netzboosteranlagen

Die in Jahresläufen ermittelten präventiven *Redispatch*-Volumina mit den bestimmten Netzboosterstandorten zeigen nur geringfügige Verbesserungen gegenüber dem Referenz-Jahreslauf mit sechs im Süden angenommenen Netzboosteranlagen. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass das kurative Flexibilitätspotential für den betrachteten Netzausbauzustand bereits ausreichend ist. Die bestimmten Standorte dienen als erste Indikation für weitere Untersuchungen durch Planungsabteilungen der Netzbetreiber. Reale Installationsentscheidungen müssen vom jeweiligen Netzausbauzustand, den erwarteten Kostentermen für Engpassmanagementmaßnahmen sowie örtlichen Gegebenheiten abhängig gemacht werden, was im Forschungsprojekt InnoSys nicht betrachtet wurde.

3.3.1.2.2 Schnelle Berechnung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen bei Ausfall von geplanten kurativen Maßnahmen

Die Bestimmung von kurativen Maßnahmen erfolgt vor dem Auftreten eines eventuellen Fehlers und ist somit unsicherheitsbehaftet. Aufgrund dessen könnte die Maßnahme unwirksam oder unzulässig werden, wenn sich der Netzzustand unvorhergesehen ändert – beispielsweise durch eine (n-x)-Situation. Auch der Ausfall einer bereits bestimmten kurativen Maßnahme kann im Fehlerfall zu einer kritischen Engpasssituation im Netz führen.

Eine solche fehlgeschlagene respektive nicht verfügbare *kurative Maßnahme* kann zu einer unbehandelten Engpasssituation führen, welche die Netzinfrastruktur beschädigen und zu weiteren Ausfällen führen kann. Durch den Einsatz von sogenannten kurativen Ad-hoc-Maßnahmen (AHM) kann auf solche unvorhergesehenen Situationen reagiert werden. Die grundlegende Vorgehensweise ist dabei die Bestimmung von kurativen Maßnahmen nach Eintreten eines Fehlers. Im Rahmen von InnoSys 2030 wurde diese Vorgehensweise genutzt, um zu überprüfen, inwiefern durch den Ausfall von kurativen Maßnahmen entstehende Engpässe ausgeglichen werden können. Die Funktionsweise des Algorithmus ist in Abbildung 3-22 beschrieben und wird im Folgenden erläutert.

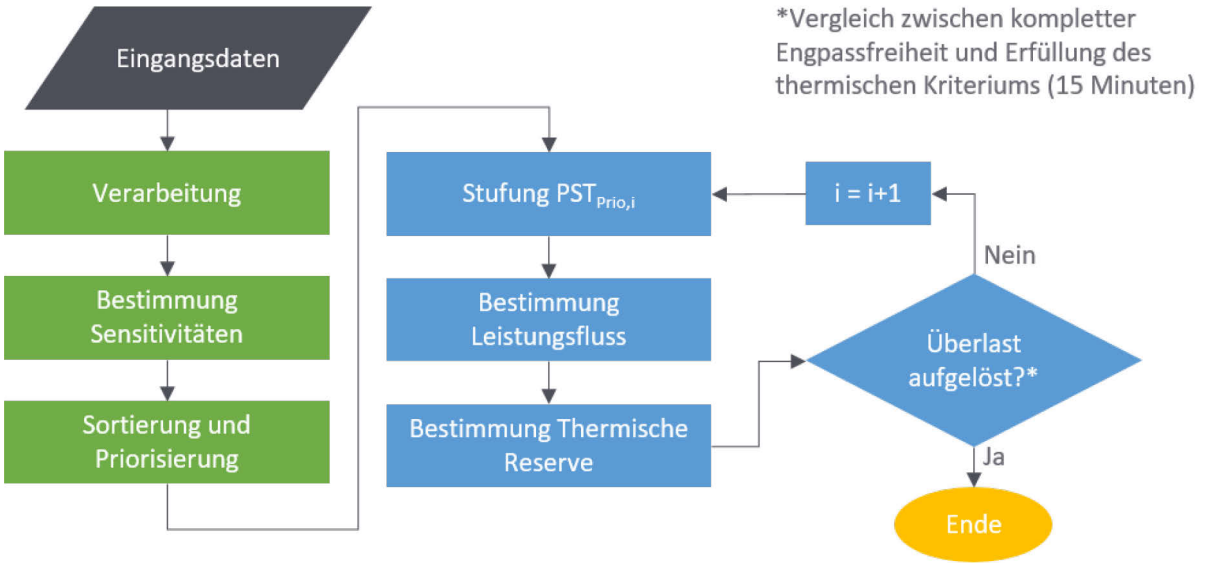


Abbildung 3-22: Methodik zur Bestimmung der kurativen Ad-hoc-Maßnahmen

Als Eingangsdaten werden neben den verfügbaren Engpassmanagementmaßnahmen und dem aktuellen, durch den Ausfall einer kurativen Maßnahme engpassbehafteten, Netzzustand nach Fehlereintritt die Daten zur Bestimmung des thermischen Verhaltens der Freileitung benötigt. Diese werden genutzt um die thermischen Reserven der betroffenen Freileitungen zu berechnen. Die *thermische Reserve* ist die Zeit ab Fehlereintritt bis zur Überhitzung der Leitung, eine genauere Beschreibung dazu ist im Abschnitt 3.2.2.1 zu finden.

Die Eingangsdaten werden verarbeitet und die Sensitivitäten der Maßnahmen auf die Engpässe bestimmt. Dabei wurden bisher nur PST als kurative AHM genutzt. Jedoch ist bei der Nutzung von weiteren Engpassmanagementmaßnahmen mit kurzer Reaktionszeit (bspw. HGÜ oder Netzbooster) mit einer verbesserten Wirksamkeit der Methode zu rechnen. Um Engpässe schnell beheben oder verbessern zu können, werden die Maßnahmen auf Basis von ihrer Sensitivität sortiert und priorisiert. Anschließend wird ein heuristischer Algorithmus durchgeführt, der für die Auswahl und Einstellung des Betriebspunktes der Maßnahme zuständig ist. Dieser wird solange iteriert, bis der Engpass aufgehoben ist, oder keine Maßnahmen mehr zur Verfügung stehen. Zusätzlich zur Überprüfung der Engpassfreiheit wird auch die *thermische Reserve* überprüft. Auch ohne eine vollständige Auflösung aller Engpässe, wird bereits eine Verlängerung der Zeit bis zur Überlastung eines Betriebsmittels als Teilerfolg gewertet, da in dieser Zeit eine neue Gesamtnetzoptimierung stattfinden kann, um den Engpass komplett aufzulösen.

Exemplarische Ergebnisse sind in Abbildung 3-23 dargestellt. Dabei wurde für 50 zufällige Netznutzungsfälle im zufällig gewählten (n-1)-Fall jeweils der Ausfall einer kurativen Maßnahme angenommen. Dazu wurde in der bisherigen Betrachtung jeweils ein PST gewählt und zwar der, dessen Ausfall als *kurative Maßnahme* den größten zusätzlichen Engpass im Netz bewirkt.

Anschließend wurden die verbleibenden PST über die entwickelte Heuristik gestuft, um den Engpass aufzuheben. Die *thermische Reserve* des jeweils kritischsten Engpasses der 50 Durchläufe ist in der Abbildung dargestellt. Dabei handelt es sich bei den roten Balken um Durchläufe, in denen weniger als 15 Minuten bis zur Überhitzung der Leitungen zur Verfügung stehen. Bei den gelben Balken sind es mindestens 15 Minuten und bei den grünen Balken konnte der Engpass komplett aufgehoben werden.

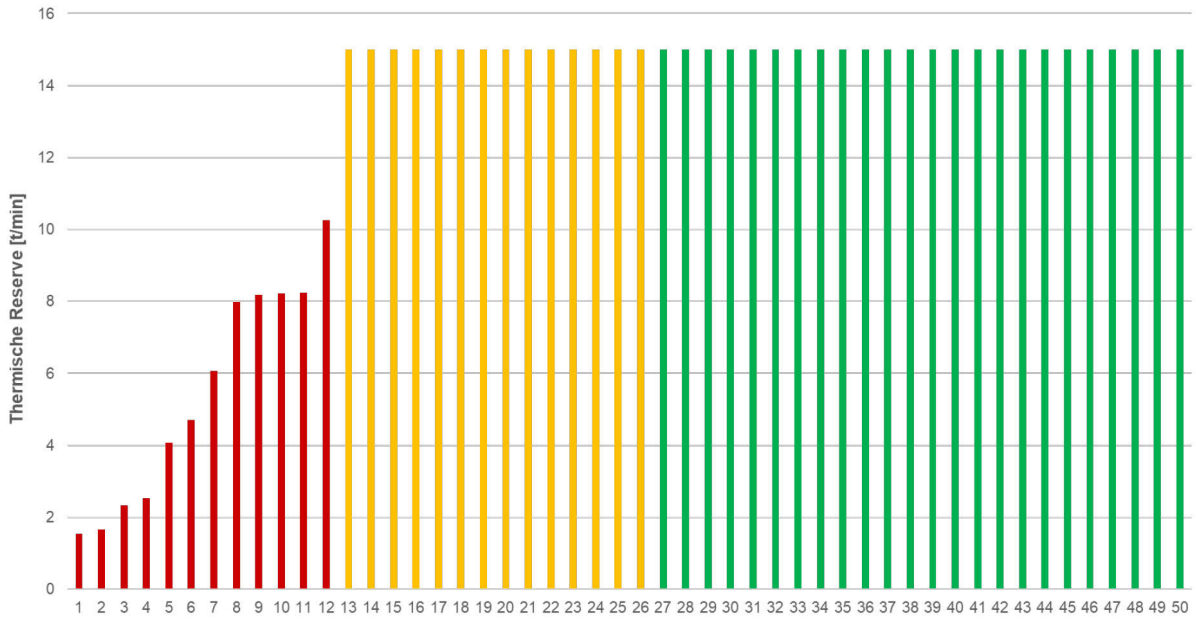


Abbildung 3-23: Exemplarische Ergebnisse des kurativen Ad-hoc-Maßnahmen Einsatzes

Anhand der exemplarischen Ergebnisse ist ersichtlich, dass in vielen Fällen der Ausfall eines PST als *kurative Maßnahme* durch die Ad-hoc-Regelung der verbleibenden PSTs ausgeglichen werden kann. In einigen zusätzlichen Fällen können nicht alle Engpässe aufgehoben werden, jedoch die Zeit bis zur Überhitzung der am stärksten belasteten Freileitung auf mindestens 15 Minuten angehoben werden. Bei der Berücksichtigung weiterer Engpassmanagementmaßnahmen ist zu erwarten, dass die Zahl der verbleibenden kritischen Engpässe weiter reduziert werden kann.

Insgesamt deuten die bisherigen Ergebnisse darauf hin, dass es sich um eine vielversprechende Methode handelt, um im Falle von Ausfällen geplanter Maßnahmen resultierende Überlastungen zu verhindern.

3.3.1.2.3 Redispatch-Validierung

Zur Validierung der implementierten Verfahren zur Leistungsflussoptimierung wurde ein Vergleich der jeweils erzielten *Redispatch*-Ergebnisse für die beiden präventiven Referenzszenarien ohne (Präventiv – RD, „Upper Bound“) und mit Einsatz *leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel* (Präventiv – RD + LFB, „Standard“) von IAEW und TUD durchgeführt. Als gemeinsame

Datengrundlage dienten auf beiden Seiten die für Netzmodell 1 (Transportnetz ohne Blindleistungskalibrierung) erzielten (Schein-)Leistungsflussergebnisse, die Sensitivitäten (Phase Shifting Distribution Factors, kurz PSDF, Power Transfer Distribution Factors, kurz PTDF, Line Outage Distribution Factors, kurz LODF) sowie die initialen PST-Arbeitspunkte. Die Ergebnisse der RD-Optimierung der TUD zeigten für das Szenario „Upper Bound“ eine Abweichung des Gesamt-RD-Volumens von -0,4 %. Beim Vergleich anderer Szenarien zeigen sich aufgrund anderer Annahmen zur zeitlichen Kopplung von Netznutzungsfällen und Speicherfüllständen sowie kurativen Zeitfenstern geringere *Redispatch*-Volumina als in den Jahresläufen des IAEW.

3.3.1.3 Tools und Simulationen IAEW

3.3.1.3.1 Potentialabschätzung kurativer Netzbetriebsführungskonzepte

Im Rahmen des AP 3.1 erfolgte durch das IAEW der RWTH Aachen die Bewertung der in TP 2 entwickelten kurativen Systemführungskonzepte. Die Konzepte wurden in verschiedenen Variationen dahingehend untersucht, welches Potential zur Reduzierung des präventiven Engpassmanagement-Einsatzes sie aufweisen. Zur Quantifizierung des Potentials wurde ein Modell zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs eingesetzt und erweitert.

3.3.1.3.1.1 Methodik & Annahmen

Um eine Vielzahl an Sensitivitätsuntersuchungen für ein Netzmodell mit ausgedehntem Betrachtungsbereich in akzeptabler Rechenzeit simulieren zu können, wurde ein planungsorientierter Ansatz für die Netzbetriebssimulation ausgewählt. In diesem Ansatz erfolgt eine zentrale Koordination von *präventiven* und *kurativen* sowie netz- und marktbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen (EMM) zur Auflösung von Netzengpässen mittels der Lösung eines mathematischen Optimierungsproblems.

Der grundlegende Verfahrensablauf der eingesetzten planungsorientierten Methode zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs ist in Abbildung 3-25 gezeigt. Als Eingangsdaten des Verfahrens dienen die marktbasierten Einspeise- und Lastzeitreihen aller Erzeuger und Verbraucher sowie ein Modell des betrachteten Übertragungsnetzes. Mit Hilfe einer AC-Leistungsflussberechnung werden initiale Arbeitspunkte der Einspeiser und Betriebsmittel wie HGÜ und PST für jeden *Netznutzungsfall* (NNF) bestimmt. Hieran schließt sich eine Ausfallsimulation mit Hilfe von linearen Sensitivitätsfaktoren (engl. Line Outage Distribution Factors, LODF), welche zur Approximation der (n-1)-Sicherheit und der Auswirkungen von Ausfällen auf die Leistungsflüsse auf den verbleibenden Leitungen dienen. Die Formulierung der Engpassbehebung erfolgt als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem. Zielgröße ist hierbei die Minimierung der Kosten für EMM. Dabei werden *präventive* und *kurative* EMM endogen über die Zielfunktion und die Netznebenbedingungen verknüpft. Zur Abbildung des Einflusses des EMM-Einsatzes auf die Leistungsflüsse im Netz werden lineare Sensitivitätsfaktoren, sogenannte Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bzw. Phase Shifting Distribution Factors (PSDF) verwendet.

Wesentliche Nebenbedingungen sind die Einhaltung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte I_{PATL} und I_{TATL} der Freileitungen, der Leistungsbilanz (bilanzneutrale Leistungsanpassungen) sowie der technischen und betrieblichen Restriktionen sämtlicher präventiver und kurativer Stellgrößen. Spannungsbedingte Maßnahmen werden in der Formulierung nicht berücksichtigt. Zur Reduzierung der Komplexität des zu lösenden Optimierungsproblems, insbesondere unter Berücksichtigung zeitkoppelnder Nebenbedingungen von Kraftwerken und Speichern, wird der Betrachtungszeitraum in überlappende Zeitscheiben unterteilt. Die resultierenden Teilprobleme werden sukzessive gelöst und die Ergebnisse abschließend zusammengeführt. Dabei würde die direkte Berücksichtigung aller Ausfallsituationen in ausgedehnten Übertragungsnetzen zu einer kaum beherrschbar großen Anzahl an Nebenbedingungen führen. Entsprechend werden, ausgehend von der initialen Lösung der AC-Leistungsflussberechnung, die Ausfallsimulation und EMM-Optimierung so lange iterativ wiederholt, bis alle zusätzlichen Ausfälle, welche durch den EMM-Einsatz verursacht werden, erfasst und berücksichtigt werden.

Als Freiheitsgrade des *Engpassmanagements* stehen heutige netz- und marktbezogene EMM gemäß §13 EnWG zur Verfügung. Diese umfassen die Anpassung der Arbeitspunkte *leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel* wie HGÜ-Systeme und PST, aber auch *Redispatch* mit thermischen Kraftwerken, (Pump-)Speicherkraftwerken und dezentralen Erzeugungsanlagen (Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen). Hinzu kommen Potentiale aus dem Verteilnetz sowie die Abregelung der Erzeugung aus EE-Anlagen. Alle Freiheitsgrade können in der Parametrierung sowohl für den präventiven als auch für den kurativen Einsatz gewählt werden. Als Ergebnisse resultieren der *präventive* und *kurative* Maßnahmeneinsatz für jede Technologieeinheit und jeden NNF.

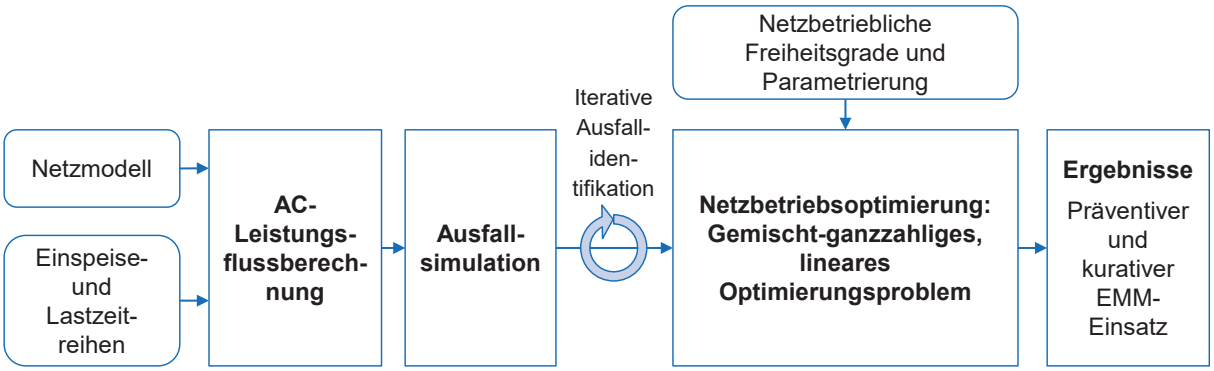


Abbildung 3-24: Ablauf des planungsorientierten Verfahrens zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs

Im Folgenden wird auf die Abbildung der kurativen Netzbetriebsführung im Rahmen des Ansatzes eingegangen.

Abbildung 3-25 (links) verdeutlicht für eine exemplarische Freileitung den prinzipiellen Zusammenhang zwischen der maximalen Reaktionszeit Δt_{max}, innerhalb welcher eine *kurative*

Maßnahme nach Eintritt eines Fehlerfalls zum Zeitpunkt t_{Fehler} wirksam wird, und dem resultierenden temporär zulässigen Stromgrenzwert I_{TATL}. Vor Fehlerfall ergibt sich der dauerhaft zulässige Stromgrenzwert I_{PATL} aus dem Minimum des dauerhaft zulässigen thermischen Stromgrenzwertes $I_{therm,perm.}$ und einer gegebenenfalls vorliegenden absoluten oberen systemisch bedingten Grenze der Strombelastbarkeit I_{grenz}. Aufgrund thermischer Ausgleichsvorgänge kann die Freileitung nach Eintritt eines Fehlerfalls zum Zeitpunkt t_{Fehler} temporär thermisch höher ausgelastet werden. Der temporär zulässige thermische Stromgrenzwert $I_{therm,temp.}$ nimmt exponentiell ab und nähert sich wieder $I_{therm,perm.}$ an. Der temporär zulässige Stromgrenzwert I_{TATL} entspricht dem Minimum aus $I_{therm,temp.}$ zum Zeitpunkt $t_{Fehler} + \Delta t_{max}$, zu welchem die gewählte *kurative Maßnahme* spätestens wirksam wird, und I_{grenz}.

Die thermischen Stromgrenzwerte sind abhängig von Art und Beschaffenheit der stromführenden Leiter, von deren Vorbelastung und von Witterungsbedingungen. Eine absolute obere Grenze der Strombelastbarkeit (I_{grenz}) kann aufgrund weiterer limitierender Faktoren, bspw. der Schutzauslegung oder den Grenzen der Stabilität, vorliegen.

Ein vereinfachtes Vorgehen zur Abschätzung von I_{PATL} und I_{TATL}, welches im planungsorientierten Simulationsverfahren Anwendung findet, ist in Abbildung 3-25 (rechts) gezeigt. Die dauerhaft zulässigen thermischen Stromgrenzwerte $I_{therm,perm.}$ werden auf Basis der Nennströme der Freileitungen sowie des Potentials des Einsatzes von witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb ermittelt. Der temporär zulässige thermische Stromgrenzwert $I_{therm,temp.}$ wird nicht über eine exakte Abbildung der thermischen Ausgleichsvorgänge, sondern vereinfacht über einen einheitlichen Multiplikationsfaktor a als Vielfaches von $I_{therm,perm.}$ abgeschätzt. Die dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte I_{PATL} und I_{TATL} ergeben sich als Minimum des jeweiligen thermischen Stromgrenzwertes und I_{grenz}.

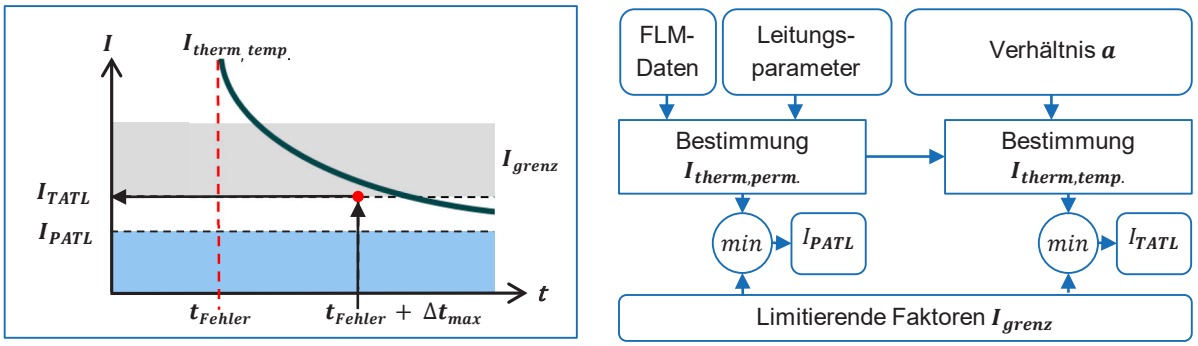


Abbildung 3-25: Prinzipielles (links) und vereinfachtes (rechts) Vorgehen zur Bestimmung der dauerhaft und temporär zulässigen Stromgrenzwerte I_{PATL} und I_{TATL}

Abbildung 3-25 zeigt, dass die Belastung jeder Leitung im Fehlerfall durch den zeitabhängigen, temporär zulässigen Stromgrenzwert I_{TATL} in Abhängigkeit der maximalen Reaktionszeit einer kurativen Maßnahmen Δt_{max} beschränkt wird. Die Berücksichtigung einer steigenden Anzahl kurativer Technologien und ihrer verschiedenen Reaktionszeiten geht mit einer signifikanten Erhöhung der Komplexität des Optimierungsproblems einher. Als Kompromiss zwischen Optimierungskomplexität und Detailgrad der Abbildung werden entsprechend zwei aufeinanderfolgende Zeitbereiche Time Range 1 und 2 (TR1 und TR2) für kurative Technologien mit kürzeren und längeren Reaktionszeiten definiert. Als Worst-Case-Annahme werden alle kurativen Maßnahmen am Ende des jeweiligen Zeitbereichs, dem sie zugeordnet sind, voll wirksam, ohne dass mögliche Rampen-Prozesse explizit modelliert werden. Es ergeben sich somit je Zeitfenster die Grenzwerte I_{TATL}^{TR1} und I_{TATL}^{TR2}.

Basierend auf den so bestimmten Grenzwerten werden die diesbezüglichen Nebenbedingungen des Optimierungsproblems formuliert. Zunächst wird die Strombelastung jeder Freileitung im Grundfall, die sich aus der Summe der Vorbelastung I_{n-0} und der Stromänderung durch den Einsatz *präventiver Maßnahmen* $\Delta I_{präv}$ zusammensetzt, gemäß Gleichung (3.1) durch den dauerhaft zulässigen Stromgrenzwert I_{PATL} begrenzt. Im (n-1)-Fall kommt es zu einer zusätzlichen Stromänderung $\Delta I_{Ausfall}$. Es ist sicherzustellen, dass die Belastung jeder Leitung unmittelbar nach Fehlereintritt durch $\Delta I_{präv}$ unterhalb von I_{TATL}^{TR1} liegt (siehe Gleichung (3.2)). Die erzielte Stromänderung durch den anschließenden Einsatz kurativer Maßnahmen ΔI_{kur}^{TR1} im Zeitfenster 1 muss zu einer Reduzierung der Belastung auf ein Niveau unterhalb von I_{TATL}^{TR2} führen. Der Einsatz kurativer Maßnahmen ΔI_{kur}^{TR2} im Zeitfenster 2 muss wiederum zu einer Reduzierung der Belastung auf einen Wert kleiner gleich I_{PATL} führen. Dies wird durch die Formulierung weiterer Nebenbedingungen gemäß Gleichung (3.3) und (3.4) sichergestellt.

$$I_{n-0} + \Delta I_{präv} \leq I_{PATL} \tag{3.1}$$

$$I_{n-0} + \Delta I_{präv} + \Delta I_{Ausfall} \leq I_{TATL}^{TR1} \tag{3.2}$$

$$I_{n-0} + \Delta I_{präv} + \Delta I_{Ausfall} + \Delta I_{kur}^{TR1} \leq I_{TATL}^{TR2} \tag{3.3}$$

$$I_{n-0} + \Delta I_{präv} + \Delta I_{Ausfall} + \Delta I_{kur}^{TR2} \leq I_{PATL} \tag{3.4}$$

Der bestehende planungsorientierte Ansatz ging somit insbesondere mit den folgenden Einschränkungen und Vereinfachungen einher, die im Allgemeinen zu einer weiteren Reduzierung der Wirksamkeit kurativer Betriebsführungskonzepte führen können:

- Annahme einer perfekten zeitlichen Voraussicht (keine Berücksichtigung von Unsicherheiten)

- Vereinfachte Abbildung der Leistungsflüsse im Fehlerfall sowie Abbildung der Auswirkungen eines Maßnahmeneinsatzes durch DC-basierte Sensitivitäten
- Keine Berücksichtigung der Koordination zwischen Netzbetreibern
- Keine Berücksichtigung von Aspekten der Spannungshaltung und Systemstabilität

Im Rahmen des Projekts wurden die folgenden Entwicklungen durchgeführt, um Teile der oben genannten Aspekte zu adressieren:

- Berücksichtigung von Unsicherheiten der Einspeisung auf Basis Erneuerbarer Energien mittels Chance-Constraint-Ansatz.
- Erweiterung der Methodik zur TATL-Bestimmung: Die temporär zulässigen Stromgrenzwerte der Leiterseile in Zeitfenster 1 und 2 (I_{TATL}^{TR1} und I_{TATL}^{TR2}) sind von der Auslastung des Leiterseils im Vorfehlerfall abhängig. Der anfängliche Stand des Verfahrens erlaubte die Leiterseil- und NNF-scharfe Vorgabe von TATL-Werten. Als konservative Annahme wurde unabhängig vom aktuell simulierten NNF von einer Vorbelastung aller Leiterseile von 90 % ausgegangen. Das Verfahren wurde zunächst dahingehend erweitert, dass die TATL-Werte in Abhängigkeit der tatsächlichen Vorbelastung bestimmt werden. Da die Vorbelastung wiederum von den *präventiven* EMM abhängig ist, wird die Bestimmung der TATL-Werte und die Bestimmung von EMM iterativ wiederholt bis sich keine Änderung der *präventiven* EMM respektive keine Änderung der Vorbelastung mehr ergibt. Eine weitere Erweiterung des Verfahrens fand dahingehend statt, dass die Bestimmung der TATL-Werte bis dato nicht unter Berücksichtigung der thermischen Reserve der Leiterseile stattfand. Das erweiterte Verfahren erlaubt die korrekte Berücksichtigung der thermischen Reserve indem der temporäre Stromgrenzwert für Zeitfenster 2 (I_{TATL}^{TR2}) in Abhängigkeit des für Zeitfenster 1 ermittelten kurativen EMM-Einsatzes bestimmt wird.

3.3.1.3.1.2 Ergebnisse

Mittels des so erweiterten Tools wurde der Einfluss einer Vielzahl betrieblicher Aspekte auf das Potential kurativer Netzbetriebsführungskonzepte zur Reduzierung des notwendigen Bedarfs *präventiver* EMM bewertet. Dabei wurden sowohl die Auswirkungen der einzelnen Aspekte als auch die Kombination derer behandelt. Die variierten betrieblichen Aspekte waren wie folgt:

- Für den kurativen Einsatz zur Verfügung stehende Freiheitsgrade, verfügbare Stellbereiche dieser Freiheitsgrade und Reaktionszeit der Freiheitsgrade. Als Reaktionszeiten wurden die Kategorie „schnell“ mit einer Reaktionszeit von bis zu 2min und „langsam“ mit einer Reaktionszeit von bis zu 15min betrachtet. Insbesondere wurde auch untersucht, welche *präventiven* EMM notwendig sind, falls keine kurativen Freiheitsgrade zur Verfügung stehen und welche Auswirkungen es hat, falls keine Betriebspunktanpassung von HGÜ, PST als EMM zur Verfügung stehen.

- Kostenterme des Einsatzes der verschiedenen zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade im Optimierungsproblem. Insbesondere wurde untersucht, welche Auswirkungen es hat, wenn der kurative Einsatz netzbetrieblicher Freiheitsgrade (HGÜ, PST) teurer ist als deren präventiver Einsatz.
- Berücksichtigung von Unsicherheiten der EE-Einspeisung: Variation der Annahmen zu statistischen Eigenschaften der Unsicherheiten der EE-Einspeisung (Verteilungsfunktion und Standardabweichung des EE-Prognosefehlers zum Zeitpunkt des betrachteten Betriebsplanungsprozesses) sowie des geforderten Sicherheitsniveaus zur Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte. Annahmen zu statistischen Eigenschaften der EE-Prognosefehler wurden zuvor auf Basis historischer Prognose- und Messdaten ermittelt.
- Berücksichtigung einer Redundanz-Anforderung: Der kurative Einsatz einer Menge von Betriebsmittelklassen A musste durch den kurativen Einsatz einer zweiten Menge von Betriebsmittelklassen B besichert sein. Beispielsweise musste in einer der Untersuchungen für jeden kurativen Einsatz von HGÜ-Konvertern ein äquivalenter Einsatz von PST zur Verfügung stehen.
- Art der Ermittlung der temporären Stromgrenzwerte – Berücksichtigung der Vorbelastung: Annahme einer konstanten Vorbelastung gegenüber iterativer Bestimmung anhand der tatsächlich vorliegenden Vorbelastung sowie Berücksichtigung der innerhalb der verschiedenen Zeitfenster genutzten thermischen Reserve.
- Annahmen hinsichtlich der dauerhaft zulässigen Stromtragfähigkeit von Leitungsbetriebsmitteln: Variation der sonstig bedingten Grenze der Strombelastbarkeit I_{grenz} (siehe Abbildung 3-25).

Die Untersuchungen erfolgten für beide Netzausbauzustände des Netzmodells 1 (Transportnetz ohne Blindleistungskalibrierung) mit geplantem Netzausbauzustand (Szenario 2030 – Referenzszenario) und für die Annahme eines verzögerten AC-Netzausbaus (Szenario 2030 – Sensitivität: Engpassbehaftetes Netz). Die detaillierte Beschreibung der Netzmodelle findet sich in Abschnitt 3.1.6. Statt, wie in Abbildung 3-25 gezeigt, die temporär zulässigen thermischen Stromgrenzwerte $I_{therm,temp.}$ vereinfacht über einen einheitlichen Multiplikationsfaktor a als Vielfaches von $I_{therm,perm.}$ abzuschätzen, wurden durch die TU Dortmund stromkreis- und NNF-scharfe thermische temporäre Stromgrenzwerte der beiden berücksichtigten Zeitfenster berechnet, die in diese Simulationen eingeflossen sind. Die Berechnung der Stromgrenzwerte mittels thermischer Modellierung berücksichtigte dabei sowohl Leiterseileigenschaften als auch Wetterdaten.

Die zentralen Ergebnisse der Untersuchungen des Einflusses der Modellierung betrieblicher Aspekte auf das Potential kurativer Netzbetriebsführungskonzepte zur Reduktion des Bedarfs präventiver EMM werden im Folgenden beschrieben.[8]

Abbildung 3-26 zeigt die Ergebnisse der Jahreslauf-Simulation für das Szenario 2030 - Referenzszenario. Je simuliertem Netzbetriebsführungskonzept ist die Summe der verbliebenen präventiven RD-Einsätze des Jahreslaufs aufgeführt. In die Summe fließen betragsweise ein: Der RD-Einsatz konventioneller Kraftwerke, die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken.

Sind keine kurativen Einsätze möglich, verbleiben als Summe der hoch- unter heruntergefahrenen Betriebspunkte 5,1 TWh an präventivem RD-Einsatz. Es ergibt sich ein mäßiges Einsparpotential durch thermische Kraftwerke und Verteilnetz(VN)-Flexibilität aufgrund langsamer Reaktionszeiten und geringer Potentiale zur Betriebspunktanpassung. Kurativer Einsatz von PST, Netzboostern und HGÜ zeigen ein deutliches Einsparpotential durch geringe Reaktionszeiten und ausreichende Potentiale zur Betriebspunktanpassung. Eine Kombination kurativer Betriebsführungskonzepte enthält das „Innovativ“-Szenario. Hier kommen die darüber gezeigten Konzepte in Kombination zum Einsatz. Die Kombination der Konzepte zeigt ein zusätzliches Einsparpotential zur Reduzierung des präventiven Redispatch-Bedarfs von bis zu 39 %.

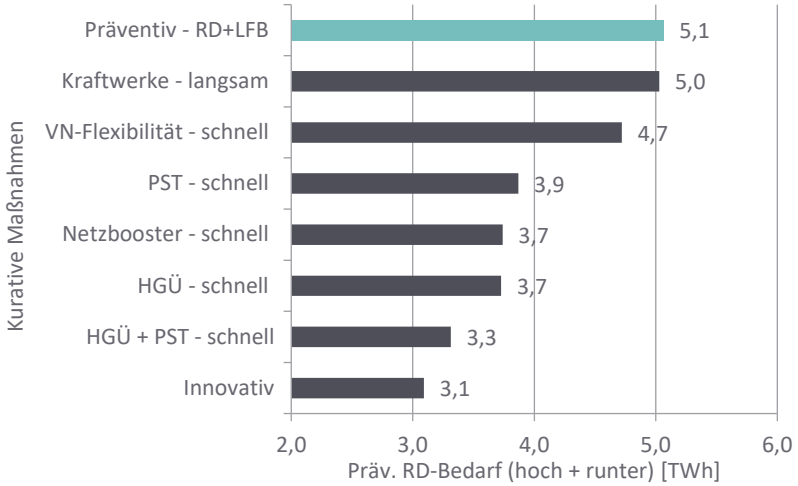


Abbildung 3-26: Präventiver RD-Bedarf Szenario 2030 - Referenzszenario

[8] In den in diesem Kapitel 3.3.1.3 gezeigten Ergebnissen wurde im Vergleich zu Kapitel 3.6.3 ein leicht verändertes Grenzwertkonzept verwendet: Im Projektverlauf zeigte sich, dass einige wenige, grenznahe Stromkreise des Netzmodells erheblichen Einfluss auf den präventiven und kurativen Engpassmanagment-Einsatz haben. Hier wurden diese Stromkreise mit leicht höheren permanenten Stromgrenzwerten ausgestattet (3000 A statt 2000 A), was zu höheren Potentialen zur Senkung des präventiven RD-Einsatzes führt (Delta von 1 % für kurativen Einsatz konventioneller KW und von bis zu 12 % für kurativen Einsatz von HGÜ).

In den vorangegangenen Simulationen des Referenzszenarios wurde eine mögliche kurative Betriebspunktanpassung im gesamten Stellbereich der jeweils kurativ einsetzbaren Technologien angenommen. In den folgenden Ergebnissen, deren Übersicht in Abbildung 3-27 zu sehen ist, wurde untersucht, welchen Einfluss reduzierte kurative Stellbereiche auf das Potential der Netzbetriebsführungskonzepte zur Reduktion präventiven Redispatch-Bedarfs haben. Ziel der Untersuchung ist es, den Einfluss der Berücksichtigung betrieblicher Aspekte bei der Potentialabschätzung zu zeigen. Die Untersuchung reduzierter kurativer PST-Stellbereiche wird durch die Annahme motiviert, dass im schnellen kurativen Zeitbereich von bis zu 2 min die Stufung eines PST über den gesamten Stellbereich möglichweise technisch nicht möglich ist. Die Begrenzung des HGÜ-Stellbereichs erfolgt aus operativen Gründen, unter anderem zur Reduktion der Leistungsänderung ausgehend vom initialen Betriebspunkt.

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen zum einen den signifikanten Einfluss der Stellbereiche auf die jeweiligen Potentiale. Zum anderen werden bereits wesentliche Reduktionen des präventiven Redispatch-Bedarfs bei eingeschränktem Stellbereich sichtbar.

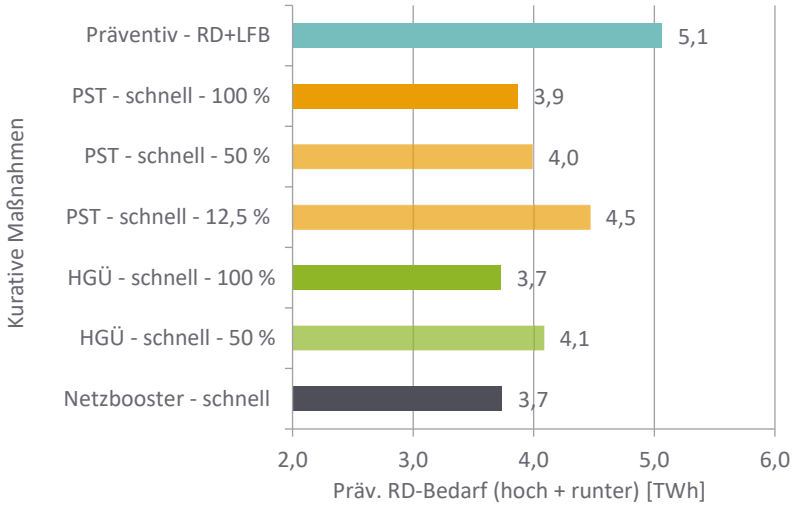


Abbildung 3-27: Präventiver RD-Bedarf Szenario 2030 – Sensitivität: Eingeschränkter Stellbereich

Abbildung 3-28 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung bezüglich Redundanzkonzepten für kurative Maßnahmen. Ebenso sind zur besseren Vergleichbarkeit Ergebnisse der vorherigen Untersuchungen enthalten. Ziel der Untersuchung ist die Beurteilung des Einflusses einfacher Redundanz-/Besicherungskonzepte auf das Potential kurativer Netzbetriebsführungskonzepte zur Reduktion des präventiven Engpassmanagement-Einsatzes. Die aufgeführten Redundanzkonzepte bestehen aus disjunkten kurativen Maßnahmenkombinationen. Zusätzlich sind analog zur vorherigen Untersuchung eingeschränkte Stellbereiche vorgegeben worden. Beispielsweise beinhaltet das Maßnahmenset „HGÜ komb. PST 50 %/12,5 %“ den kurativen Einsatz von HGÜ und die Anforderung eines äquivalenten kurativen Einsatzes respektive einer Redundanz durch kurativen PST-Einsatz.

Gleichzeitig können in diesem Maßnahmenset HGÜ-Betriebspunkte kurativ jeweils nur um 50 % des Stellbereichs der HGÜ angepasst werden und PST-Betriebspunkte um 12,5 %.

Die Ergebnisse zeigen, dass kurative Maßnahmen trotz Redundanzanforderungen weiterhin signifikante Potentiale zur Reduktion des Redispatch-Bedarfs aufweisen. Bei der Nutzung aller drei Anlagentypen für die gegenseitige Gewährleistung von Redundanz wird die höchste Redispatch-Einsparung erzielt.

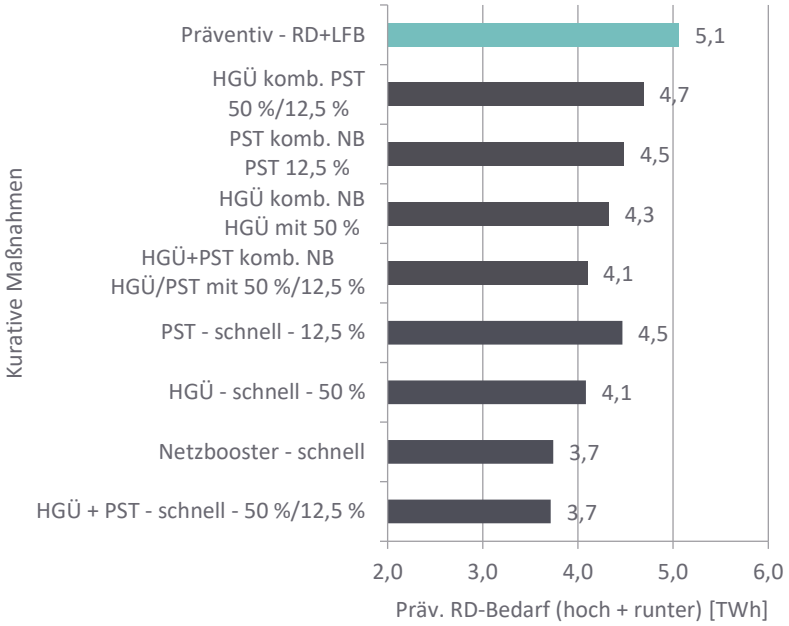


Abbildung 3-28: Präventiver RD-Bedarf Szenario 2030 – Sensitivität: Redundanzanforderung

Die Redundanz-Konfiguration mittels disjunkter Anlagentypen ist dabei eine konservative Abschätzung: Es ist zu vermuten, dass weitere Potentiale durch spezifischere Redundanz-Konfigurationen gehoben werden können.

Analog zur den Ergebnissen des Referenzszenarios, die in Abbildung 3-26 gezeigt werden, wurde das Potential der kurativen Netzbetriebsführungskonzepte zur Reduktion des präventiven Redispatch-Bedarfs anhand eines stärker engpassbehafteten Netzes untersucht. Ziel der Untersuchung war es zu zeigen, welchen Einfluss die Engpasssituation auf das Potential hat. Es wurde eine Verzögerung des AC-Netzausbaus um mehrere Jahre unter Beibehaltung des energiewirtschaftlichen Szenarios angenommen. Die angenommene Verzögerung führt im Vergleich zum Referenzszenario zum Rückbau von 44 Projekten bzw. 61 Maßnahmen im AC-Netz. Die Verteilung des Rückbaus auf die deutschen ÜNB ist in Abbildung 3-29 dargestellt. Es fand keine Veränderung hinsichtlich HGÜ und PST statt, um die Vergleichbarkeit der entsprechenden kurativen Netzbetriebsführungskonzepte zu gewährleisten. Die Untersuchung ist somit ein synthetischer Extremfall eines verzögerten AC-Netzausbauzustandes zur Untersuchung von Wirkzusammenhängen. Abbildung 3-30 enthält die

Übersicht der Ergebnisse dieser Untersuchung. Zunächst zeigt sich unabhängig von kurativen Maßnahmen im engpassbehaften Netz ein deutlich erhöhter präventiver Redispatch-Bedarf. Wie bereits in den Ergebnissen des Referenzszenarios zeigt sich ein mäßiges Einsparpotential durch den kurativen Einsatz thermischer Kraftwerke. Der kurative Einsatz von Verteilnetz(VN)-Flexibilität und HGÜ zeigen ein erhöhtes Einsparpotential. PST und Netzbooster zeigen ein deutliches Einsparpotential. Die Kombination der Konzepte zeigt erneut zusätzliches Einsparpotential zur Reduzierung des präventiven Redispatch-Bedarfs und erreicht ein Potential zur Reduktion von bis zu 15 %.

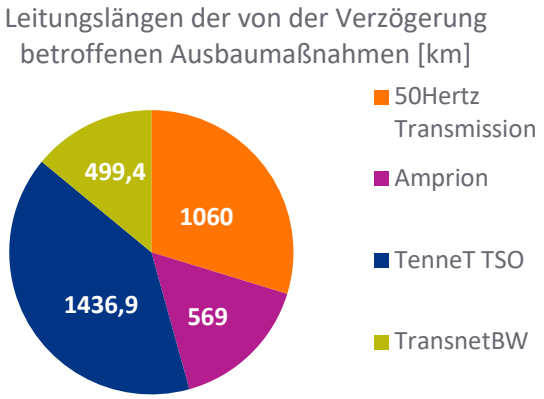


Abbildung 3-29: Übersicht des AC-Rückbaus im Szenario 2030 – Sensitivität: Engpassbehaftetes Netz

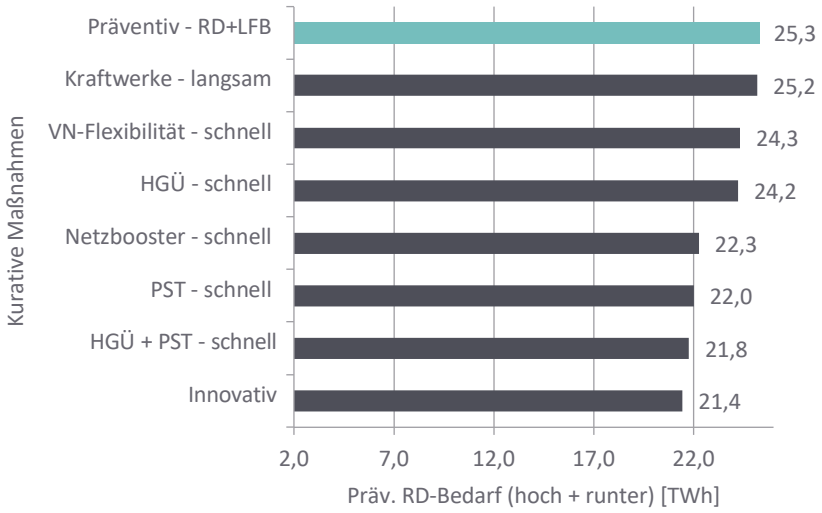


Abbildung 3-30: Präventiver RD-Bedarf Szenario 2030 – Sensitivität: Engpassbehaftetes Netz

Neben den genannten Untersuchungen wurde das Verfahren des IAEW zur Bewertung der Netzbooster-Standorte verwendet, die im Rahmen der Arbeit der TU Dortmund identifiziert wurden. Im Rahmen dessen wurden Netzbooster mit ihren ermittelten technischen Eigenschaften an den

ermittelten Standorten dem Netzmodell hinzugefügt und anschließend für die entstandenen Netzmodelle Jahreslauf-Simulationen durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulationen wurden dann bezüglich des Potentials der platzierten Netzbooster zur Reduktion des *präventiven* EMM Bedarfs ausgewertet und diese Auswertungen wiederum an die TU Dortmund übermittelt. Detaillierte Ergebnisse der Netzbooster-Platzierung finden sich in diesem Kapitel im Abschnitt der TU Dortmund.

Darüber hinaus wurde eine vereinfachte Version des Verfahrens des IAEW implementiert, die im Leitwartensimulator der TU Ilmenau als Teil des dortigen Demonstrators zur Anwendung kam.

3.3.1.4 Tools und Simulationen IEE

Die Arbeiten des Fraunhofer IEE im Rahmen des Arbeitspaket 3.1 umfassen die folgenden Schwerpunkte:

- Netzsicherheitsorientierte Ermittlung von Verteilnetzflexibilität / Redispatch 2.0
- operatives *Engpassmanagement* mit Leistungsflussbeeinflussung und kurativem Maßnahmeneinsatz
- Einbindung von Stabilitätsaspekten in betriebliche Optimierungsfragestellungen

Für alle Aktivitäten wurde dabei auf ein im Vorfeld des Projektes am Fraunhofer IEE im Rahmen von [3.3-1] entwickeltes Werkzeug zur nichtlinearen mathematischen Optimierung zurückgegriffen und entsprechende Erweiterungen vorgenommen. Die Erweiterungen erfolgen zum einen hinsichtlich der inhaltlichen Schwerpunkte der jeweiligen Arbeiten und zum anderen hinsichtlich einiger konzeptioneller Erweiterungen von Umgebung und Werkzeug und sind darüber hinaus Bestandteil von [3.3-2]. Die programmtechnischen Erweiterungen erfolgen in einer modularen Gestaltung der Modelle mit dem Ziel der einfachen und übersichtlichen Kombinierbarkeit und Anwendbarkeit für verschiedene Optimierungsfragestellungen und -probleme. Abbildung 3-31 zeigt eine Übersicht der enthaltenen Komponenten und deren Zusammenspiel in der weiterentwickelten Optimierungsumgebung.

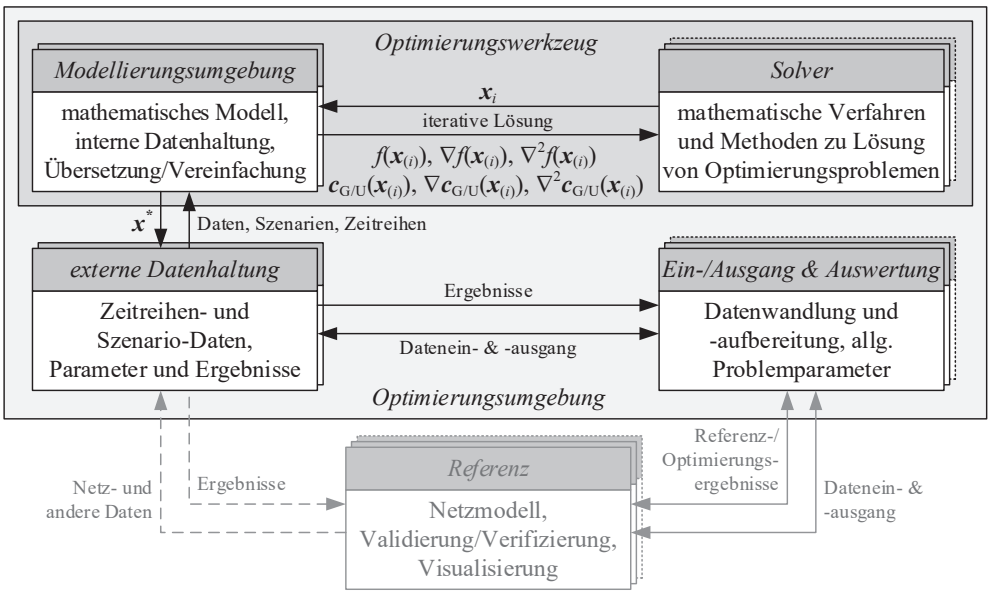


Abbildung 3-31: Übersicht der enthaltenen Module und deren Zusammenspiel innerhalb der entwickelten Optimierungsumgebung (aus [3.3-2]).

Die Optimierungsumgebung besteht zum einen aus dem Optimierungswerkzeug mit Modellierungsumgebung und Solver sowie den weiteren Komponenten zur Datenhaltung, Auswertung und Verarbeitung von Ein- und Ausgangsdaten sowie eventueller Referenzumgebungen zur Verifikation der Leistungsflussergebnisse von Modellierung und deren Implementierung.

Das Leistungsflussproblem stellt eine Grundfunktionalität des Optimierungswerkzeuges dar und ist in Form von Nebenbedingungen integraler Bestandteil der Optimierungsprobleme. Die Formulierung des Leistungsflusses als Optimierungsproblem basiert auf der Standardform eines beschränkten Optimierungsproblems nach Gl. (3.5), wobei keine Zielfunktion im eigentlichen Sinne vorhanden ist bzw. einem Optimum zugeführt werden soll.

$$\begin{aligned} &\min_{\boldsymbol{x}} f(\boldsymbol{x}) \\ &\text{u. d. N.} \quad \boldsymbol{c}_{\mathrm{G}}(\boldsymbol{x}) = \boldsymbol{0} \\ &\qquad\quad \boldsymbol{c}_{\mathrm{U}}(\boldsymbol{x}) \leq \boldsymbol{0} \end{aligned} \tag{3.5}$$

Da die Variablen $\boldsymbol{x}$ im Rahmen der Optimierung nicht frei gewählt (also über ihren Wert entschieden) werden können, sondern einen gewissen Wert (Zustand) zur Erfüllung der Nebenbedingungen einnehmen müssen, werden sie auch als Zustandsvariablen bezeichnet. Im Gegensatz dazu können Variablen als Entscheidungsvariablen bezeichnet werden, wenn über ihren Wert im Rahmen einer Zielfunktionsoptimierung durch das Lösungsverfahren frei entschieden werden kann. Dies ist z. B. im optimierten Leistungsfluss der Fall, wenn neben den Zustandsvariablen weitere Freiheitsgrade zur Verfügung stehen, mit Hilfe derer der Zielfunktionswert direkt oder indirekt beeinflusst wird. Die

Zustandsvariablen $\boldsymbol{x}$ aus Gl. (3.1) sind für das Leistungsflussproblem die Knotenspannungsbeträge $\boldsymbol{u}_K$ und -winkel $\boldsymbol{\delta}_K$. Das Problem ist gelöst und ein Leistungsfluss in Form von zulässigen Werten (Zuständen) für Knotenspannungsbeträge und -winkel ermittelt, wenn die Gleichheits-Nebenbedingungen aus Gl. (3.5) in Form der Leistungsfluss-Gleichungen (3.6) und (3.7) mit $\boldsymbol{p}_K$ bzw. $\boldsymbol{p}_N$ als jeweilige Knoten- und Netzleistungen pro Netzknoten erfüllt werden.

$$\Delta \boldsymbol{p} = \boldsymbol{p}_{\mathrm{K}} + \boldsymbol{p}_{\mathrm{N}} = \mathbf{0} \tag{3.6}$$

$$\Delta \boldsymbol{q} = \boldsymbol{q}_{\mathrm{K}} + \boldsymbol{q}_{\mathrm{N}} = \mathbf{0} \tag{3.7}$$

Die Umsetzung von variablen Wirk- und Blindleistungssollwerten von Erzeugungsanlagen kann erfolgen, in dem die aktuellen Wirk- und Blindleistungswerte P_g bzw. Q_g von flexiblen Erzeugungsanlagen g mit einer variablen Wirk- bzw. Blindleistungskomponente ΔP_g bzw. ΔQ_g in Form von Entscheidungsvariablen beaufschlagt werden, so dass für die Generatorleistungen in $\boldsymbol{p}_K$ die Gln. (3.8) und (3.9) gelten.

$$p_{\mathrm{Gen},k} = \sum_{g=1}^{G} \left(P_{g,k} + \Delta P_{g,k} \right) \quad , \forall k \in K_{\mathrm{PU,PQ}} \tag{3.8}$$

$$q_{\mathrm{Gen},k} = \sum_{g=1}^{G} \left(Q_{g,k} + \Delta Q_{g,k} \right) \quad , \forall k \in K_{\mathrm{PQ}} \tag{3.9}$$

Eine zusätzliche Berücksichtigung des zulässigen Arbeitsbereichs der Erzeugungsanlage kann durch eine Einschränkung als Nebenbedingung für die flexiblen Generatoren g aus der Menge der PQ- bzw. PU-geregelten Generatoren $\boldsymbol{G}_{\mathrm{PQ}}$ bzw. $\boldsymbol{G}_{\mathrm{PU/PQ}}$ erreicht werden. Der resultierende Flexibilitätsbereich durch Wirk- und Blindleistungsänderung ergibt sich dann aus der Kombination der Nebenbedingungen bzw. weiterer betrieblicher Einschränkungen, die als weitere Nebenbedingungen formuliert werden können. Die Formulierungen zur Abbildung von Flexibilitäten auf der Verbraucherseite erfolgt analog.

Darüberhinausgehende Formulierungen werden in den jeweils folgenden Anwendungsschwerpunkten beschrieben.

3.3.1.4.1 Netzsicherheitsorientierte Ermittlung von Verteilnetzflexibilität / Redispatch 2.0

3.3.1.4.1.1 Annahmen

Im Themenfeld der netzsicherheitsorientierten Ermittlung von Verteilnetzflexibilität wurde die eingeführte Optimierungsumgebung dahingehend erweitert, dass sich eine Ermittlung der maximal zur Verfügung stehenden Verteilnetzflexibilität unter Berücksichtigung eines (n-1)-sicheren Ausgangs- sowie Zielzustandes bei Flexibilitätsbereitstellung ermitteln lässt. Basis der Simulationen bildet das Referenznetzmodell 3 (vgl. Abbildung 3-32 links), bei dem ein (aktuelles) Netzmodell mit Szenario 2030 unter Abbildung eines verzögerten Netzausbaus bzw. Anlagenbestands abgebildet ist. Dadurch enthält das Ausgangsszenario teilweise flächendeckende (n-1)-, aber auch (n-0)-Verletzungen.

3.3.1.4.1.2 Methodik

Im Rahmen der Weiterentwicklung wurde ein mehrstufiger Optimierungsablauf mit den Optimierungsstufen

- Stufensteller-Positionsermittlung zur Spannungshaltung,
- Optimierung der Blindleistungs-Bereitstellung zentraler und dezentraler Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung nichtlinearer Blindleistungscharakteristiken mit Spannungsbegrenzung (aktiv in allen weiteren Optimierungsschritten),
- Ausfallvariantenrechnung und Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit unter Nutzung der verfügbaren Stellpotentiale aller Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilitäten und
- Flexibilitätsermittlung unter Berücksichtigung verschiedener Netzsicherheitsanforderungen ((n-1), (n-0), max. Grenzwerte)

entwickelt. Dieser wurde in enger Abstimmung hinsichtlich der erforderlichen Abbildung von Abhängigkeiten und angesetzten Grenzwerten gemeinsam mit dem Projektpartner MIT aufgrund der Verwendung des Referenznetzes 3a entwickelt.

Neben den hier dargestellten Ergebnissen wurde ein auf Co-Simulation basierendes Ermittlungsverfahren für Verteilnetz-Flexibilität im Rahmen einer Leitwarten-Demonstration realisiert. Ausführungen dazu sind in den Darstellungen zu Arbeitspaket 5.1, Absatznummer 3.4.1, dargelegt.

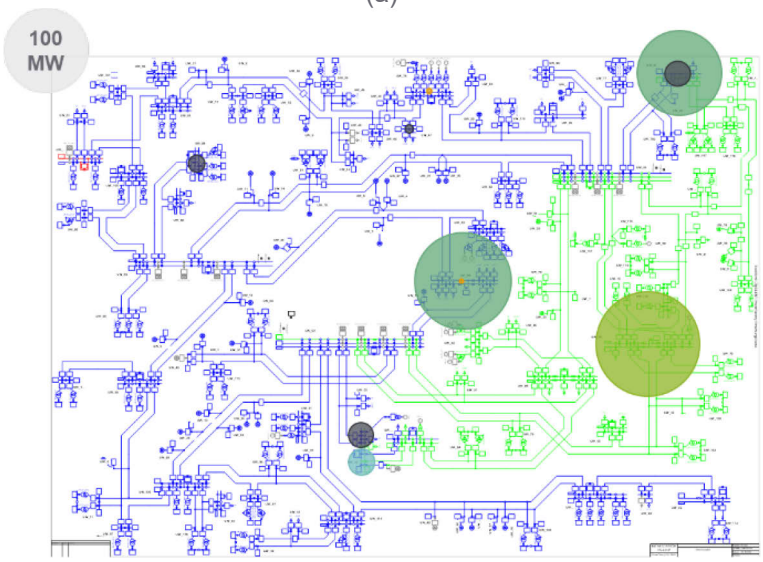
3.3.1.4.1.3 Ergebnisse

Aufgrund des gewählten Szenarios lagen die Herausforderungen nicht nur in der Ermittlung des jeweiligen Flexibilitätspotentials, sondern auch in der Herstellung einer validen Ausgangssituation unter Berücksichtigung der Ausfallvariantenrechnung zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit (P_{ist} (grün) in Abbildung 3-32). So sind die zur Verfügung stehenden und modellierten Freiheitsgrade (Verfahren in Anlehnung an *Redispatch*) in knapp 600 Zeitschritten (stündliche Auflösung, rd. 6,7 % der Fälle) nicht ausreichend, um einen (n-1)-sicheren Netzzustand herzustellen. Es erscheint daher wesentlich in entsprechenden Umsetzungen die resultierenden Querabhängigkeiten (Spannungs-/ Blindleistungshaushalt, Ausfallvariantenrechnung, ...) und Komplexität im Realsystem (Anzahl Betriebsmittel und Flexibilitäten/Anlagen, ...) zu berücksichtigen. Das hinterlegte Szenario mit verzögertem Netzausbau verdeutlicht darüber hinaus die notwendigen Maßnahmen zu Sicherstellung der Systemsicherheit (bereits vor Flexibilitätsermittlung/-bereitstellung!).

Hinsichtlich der Ermittlung von resultierenden Verteilnetz-Flexibilitäten zeigt sich, dass eine Reduktion der dezentralen Erzeugungsleistung (Verbrauchsfall, resultierend in einer Erhöhung der Leistung in Richtung des Verteilnetzes) unabhängig der angesetzten Netzsicherheitsanforderungen ((n-0)/(n-1)) ist und stets das verfügbare Potential nahezu vollständig abgerufen werden kann (vgl. rot-gelb-gefärbte Kennlinien in Abbildung 3-32 rechts). Die resultierende Flexibilität ergibt sich aus der

Differenz zwischen der initialen Austauschleistung (P_{ist} (grün) und der jeweiligen Austauschleistung P_{min} (rot-gelb) gemäß angesetztem Szenario.

(a)



(b)

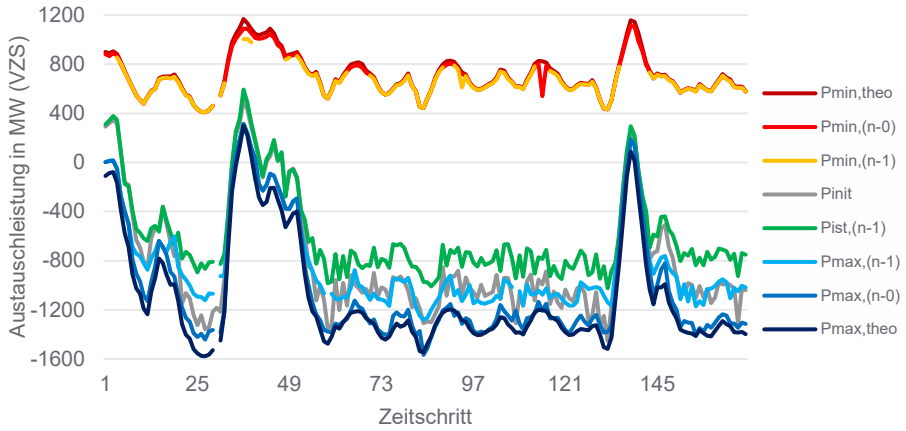


Abbildung 3-32: Referenznetz 3 mit angepasster Verortung dezentraler Flexibilitäten (links) sowie resultierendes Flexibilitätspotential in Abhängigkeit der angesetzten Netzsicherheitsanforderungen (rechts).

In Bezug auf die Erhöhung der dezentralen Erzeugungsleistung (Erzeugungsfall durch eine Ausnutzung des tatsächlich zur Verfügung stehenden Erzeugungspotentials) zeigt sich jedoch eine gewisse Abhängigkeit gegenüber der angesetzten Netzsicherheitsanforderungen (vgl. grün-blau gefärbte Kennlinien in Abbildung 3-32 rechts). Die resultierenden Flexibilitäts-Stellbereiche werden in zahlreichen Zeitschritten durch Netzengpässe im Erzeugungsfall eingeschränkt.

3.3.1.4.2 Operatives *Engpassmanagement* mit Leistungsflussbeeinflussung und kurativem Maßnahmeneinsatz

3.3.1.4.2.1 Annahmen *und Ziele*

Das übergeordnete Ziel der Arbeiten im Themenfeld des operativen *Engpassmanagements* mit Leistungsflussbeeinflussung und kurativem Maßnahmeneinsatz besteht in der Entwicklung einer Modellierung von Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung und zur Schaffung der Möglichkeit zur Höherauslastung des bestehenden elektrischen Energieversorgungssystems in dem eingeführten Werkzeug zur nichtlinearen mathematischen Optimierung.

3.3.1.4.2.2 Methodik

In Abgrenzung zu anderen Werkzeugen, die Ergebnisse oder Sensitivitäten aus einer Leistungsflussrechnung für eine Optimierung nutzen, soll die vollständige Leistungsflussrechnung in den hier entwickelten Ansätzen direkter Bestandteil des Optimierungsproblems selbst sein. Daneben soll für diese Ansätze vor dem Hintergrund der Anwendung als Optimierungswerkzeug eine Formulierung des Problems in einer für diesen Anwendungszweck entwickelten Entwicklungsumgebung (in diesem Falle AMPL (A mathematical Programming Language, www.ampl.com)) aufgebaut sein und Betriebsmittel und Maßnahmen für den Einsatz im (optimierten) *Engpassmanagement* sowie die Möglichkeiten der flexiblen (indirekten und gezielten) Leistungsflussbeeinflussung in möglichst breitem Umfang abdecken. Ziele der Erweiterungen des Optimierungswerkzeuges umfassen die Entwicklung und Integration von

- Betriebsmittelmodellen zur (gezielten) Leistungsflussbeeinflussung und Spannungshaltung, von HGÜ-Konvertern, Gleichspannungsverbindungen und -netzen (auf Betriebsmittelebene),
- Modellen zur Berechnung und Optimierung von kombinierten Wechsel-/Gleichspannungs- (AC/DC-) Systemen (auf Systemebene) und
- Möglichkeiten zur Abbildung des kurativen Maßnahmeneinsatzes und damit innovativer Systemführungsansätze im (operativen) *Engpassmanagement* (auf der Ebene eines Betriebsführungskonzepts).

Im Rahmen der Umsetzung der genannten inhaltlichen Erweiterungen wird dabei insbesondere auf einen modularen Aufbau zur flexiblen Kombination unterschiedlicher Bestandteile des Optimierungsproblems Wert gelegt. Damit soll eine weitere Flexibilisierung des Werkzeugs vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anwendungen und damit auch unterschiedlicher Optimierungsprobleme erreicht werden.

3.3.1.4.2.3 Ergebnisse

Die im Rahmen von [3.3-2] durchgeführte Simulationen demonstrieren den optimierten Einsatz von Maßnahmen zur Leistungsflussbeeinflussung durch Erzeugungsanlagen (in Form von Änderungen im Arbeitspunkt von Erzeugungsanlagen (z. B. im Rahmen des Redispatches)) und gezielter

Leistungsflussbeeinflussung durch dedizierte Betriebsmittel (vgl. hierzu z. B. auch [3.3-3]) im Rahmen des *Engpassmanagements* in kombinierten AC/DC-Systemen mit flexiblen HGÜ-Arbeitspunkten. Durch die Nutzung der kurativen Eingriffsmöglichkeit kann der präventive Einsatz deutlich reduziert werden. Weiterhin werden *kurative Maßnahmen* auch bei gleichzeitigem Einsatz der gezielten Leistungsflussbeeinflussung vorzugsweise gegenüber *präventiven Maßnahmen* angewandt. Insgesamt reduziert sich jedoch die Menge der *präventiven* und *kurativen Maßnahmen* durch den gleichzeitigen Einsatz der gezielten Leistungsflussbeeinflussung gegenüber den Szenarien ohne zusätzliche gezielte Leistungsflussbeeinflussung. Im direkten Vergleich der Szenarien („keine *kurativen Maßnahmen*, keine Leistungsflussbeeinflussung“ gegenüber „*kurative Maßnahmen* und Leistungsflussbeeinflussung“) ergibt sich eine Reduktion im Bereich von 75 % (vgl. Abbildung 3-33). Dieser Zahlenwert bezieht sich auf eine Simulation im angegebenen Testsystem bei Verwendung von angenommenen TATL-Werten auf Basis eines festen Faktors (1,1 für AC-Leitungen, 1,2 für DC-Leitungen). Die im Rahmen der Simulation ermittelten Werte zeigen daher qualitativ die beabsichtigte Wirkung der kurativen Maßnahmen sowie des kurativen Grenzwertkonzeptes in Verbindung mit einer gezielten Leistungsflussbeeinflussung, erlauben jedoch zunächst keine Rückschlüsse auf die quantitative Wirksamkeit in beliebigen Systemen.

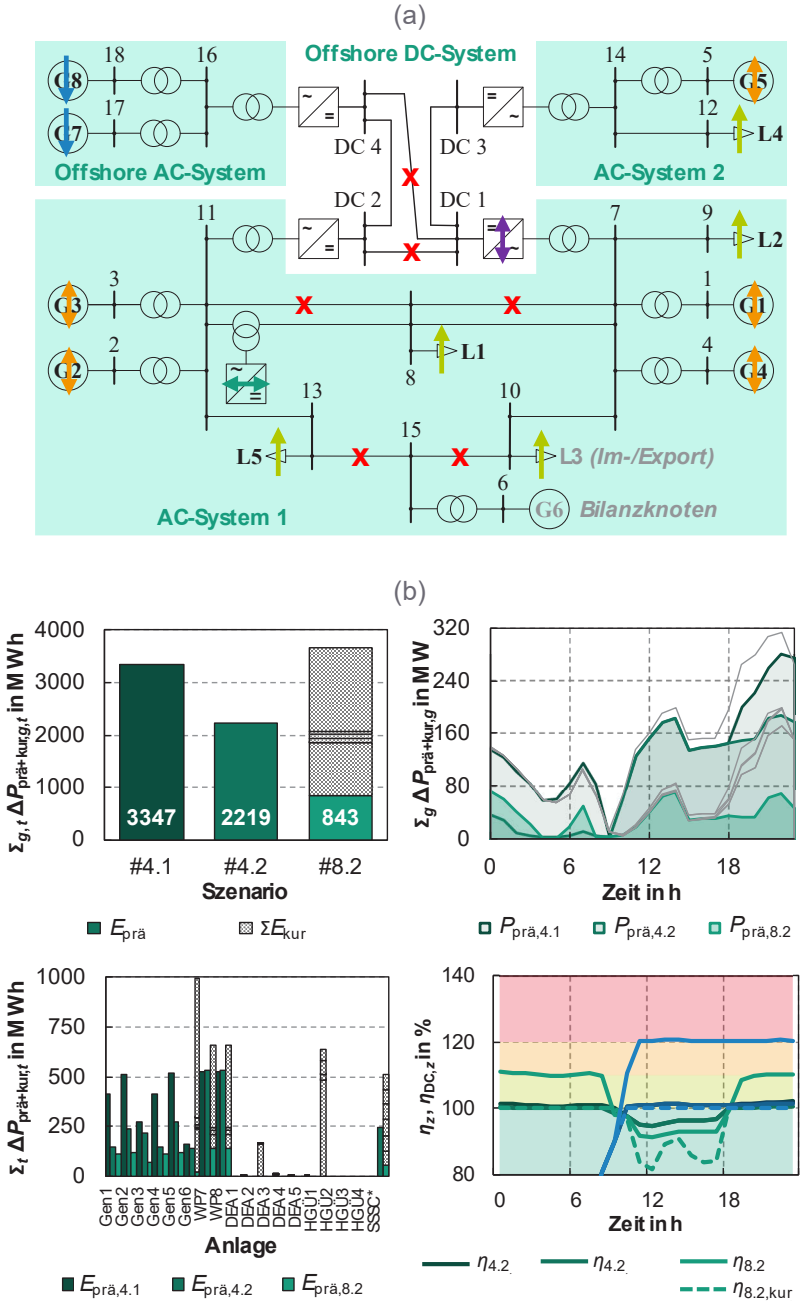


Abbildung 3-33: Kombiniertes AC/DC-Netz mit Flexibilitäten und berücksichtigten Ausfallvarianten (a) sowie Ergebnisse der notwendigen Redispatch-Maßnahmen in unterschiedlichen Szenarien auf Basis einer Ausfallvariantenrechnung (b) (vgl. auch [3.3-2]).

In gleicher Weise wie *präventive* durch *kurative Maßnahmen* ersetzt werden können, kann durch den Einsatz von kurativen Maßnahmen und gezielter Leistungsflussbeeinflussung die Übertragungsfähigkeit des Netzes im (n-0)-Fall gesteigert werden. Hierdurch wird der eigentlichen Übertragungsaufgabe bestmöglich entsprochen. Da der (n-0)-Fall die *präventiven* Maßnahmen zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit enthält, kann ein Vergleich der mittleren Auslastungen ein Indiz für

die nach der Ausfallvariantenrechnung resultierende Übertragungsfähigkeit des Netzes geben. Die Möglichkeit der Höherauslastung ist stark abhängig von der Leistungsflusssituation sowie verfügbaren Flexibilitäten zu dessen Steuerung. Beispielsweise erhöhen sich die mittleren Leitungsauslastungen durch den kurativen Maßnahmeneinsatz in den ersten Zeitschritten nicht und eine entsprechende Wirkung stellt sich erst ab Zeitschritt zehn ein. Die gezielte Leistungsflussbeeinflussung zeigt im vorliegenden Beispiel in diesen Zeiten bereits große Wirkung. Ein Vergleich verschiedener Simulationen verdeutlicht die Wirkung der kurativen Maßnahmen, die nur bei tatsächlichem Eintritt einer vordefinierten Ausfallvariante wirken und erlauben damit eine höhere Übertragungsfähigkeit im (n-0)-Fall, da sie in diesem nicht wirksam sind.

3.3.1.4.3 Einbindung von Stabilitätsaspekten in betriebliche Optimierungsfragestellungen

3.3.1.4.3.1 Annahmen

Der Netzbetrieb der Zukunft wird immer häufiger zu Systemzuständen führen, in denen der Betrieb näher an den dynamischen Stabilitätsgrenzen liegt als in konventionellen Energiesystemen. Daher umfasst der Optimierungsansatz in diesem Themenfeld eine Optimierung der stationären Arbeitspunkte in Kombination mit einer mit den Eigenwertpositionen verbundenen Metrik, die die dynamischen Eigenschaften des Systems im Rahmen der betrieblichen Optimierung berücksichtigt.

3.3.1.4.3.2 Methodik

Die Optimierung basiert auf einem iterativen Algorithmus, der die stationären Betriebsbedingungen und die Dämpfung der aus einem linearisierten Systemmodell berechneten Eigenwerte berücksichtigt. Der Optimierungsalgorithmus nutzt die parametrischen Empfindlichkeiten der Eigenwerte, um den nächsten Iterationsschritt zu berechnen. Die Kleinsignalmodellierung zur Berechnung der Eigenwerte und ihrer Sensitivitäten basiert auf einem modularen Ansatz, der im Rahmen angrenzender Forschungsvorhaben von Partnern entwickelt wurde. Die Implementierung erfolgt in AMPL und Matlab.

3.3.1.4.3.3 Ergebnisse

Der Ansatz zur Berechnung optimierter Betriebsbedingungen wurde in einem hybriden AC/DC-System angewendet. Der Optimierungsablauf wird iterativ ausgeführt. Die stationären Bedingungen ("Leistungsflussergebnisse") sind die Grundlage für die Linearisierung der nichtlinearen Gleichungen, die das System beschreiben. Für jeden Iterationsschritt wird dann ein linearisiertes dynamisches Modell erstellt und dessen Eigenwerte λ berechnet. Darüber hinaus werden in diesem Schritt auch die Eigenwert-Sensitivitäten α hinsichtlich der Flexibilitäten für die Optimierungsparameter ρ, die durch die Optimierung im stationären Zustand bereitgestellt werden, berechnet. Die Eigenwerte λ und ihre Sensitivitäten α werden von den Optimierungsalgorithmen verwendet, um die Bedingungen für den nächsten Schritt zu ermitteln.

Auf der Grundlage dieser Daten wird eine integrierte Optimierung durchgeführt, in der die abgebildeten dynamischen Eigenschaften gleichermaßen wie stationäre Betriebsbedingungen (z. B.

Überlastungen oder Verletzungen von Spannungsgrenzen) als Nebenbedingungen bzw. Bestandteil der Zielfunktion fungieren. Freiheitsgrade sind betriebliche Flexibilitäten wie z. B. Sollwert für Wirkleistung, Blindleistung oder Spannung der aktiven Netzelemente (z. B. Generatoren, HGÜ-Konverter). Zusätzlich können flexible Wechselstrom-Übertragungssysteme (FACTS) und die darin enthaltenen Freiheitsgrade im Netzbetrieb eingesetzt werden, und die Änderung von Schaltzuständen kann als Regelungsoption genutzt werden. Abbildung 3-34 zeigt einen exemplarischen Simulationslauf an einem kombinierten AC/DC-System (links) sowie resultierende Eigenwertpositionen für drei Zeitschritte t1, t2 und t3 (mittig) ohne Berücksichtigung der Eigenwertpositionen sowie für Zeitschritt t3 unter Berücksichtigung der gegebenen Grenzwerte für Eigenwerte λ bei einem angenommenen Grenzwert („Limit“, rechts). Durch die Berücksichtigung in der Optimierung wird ein Arbeitspunkt gefunden, der sowohl hinsichtlich der stationären als auch der hier berücksichtigten dynamischen Anforderungen optimiert gewählt ist.

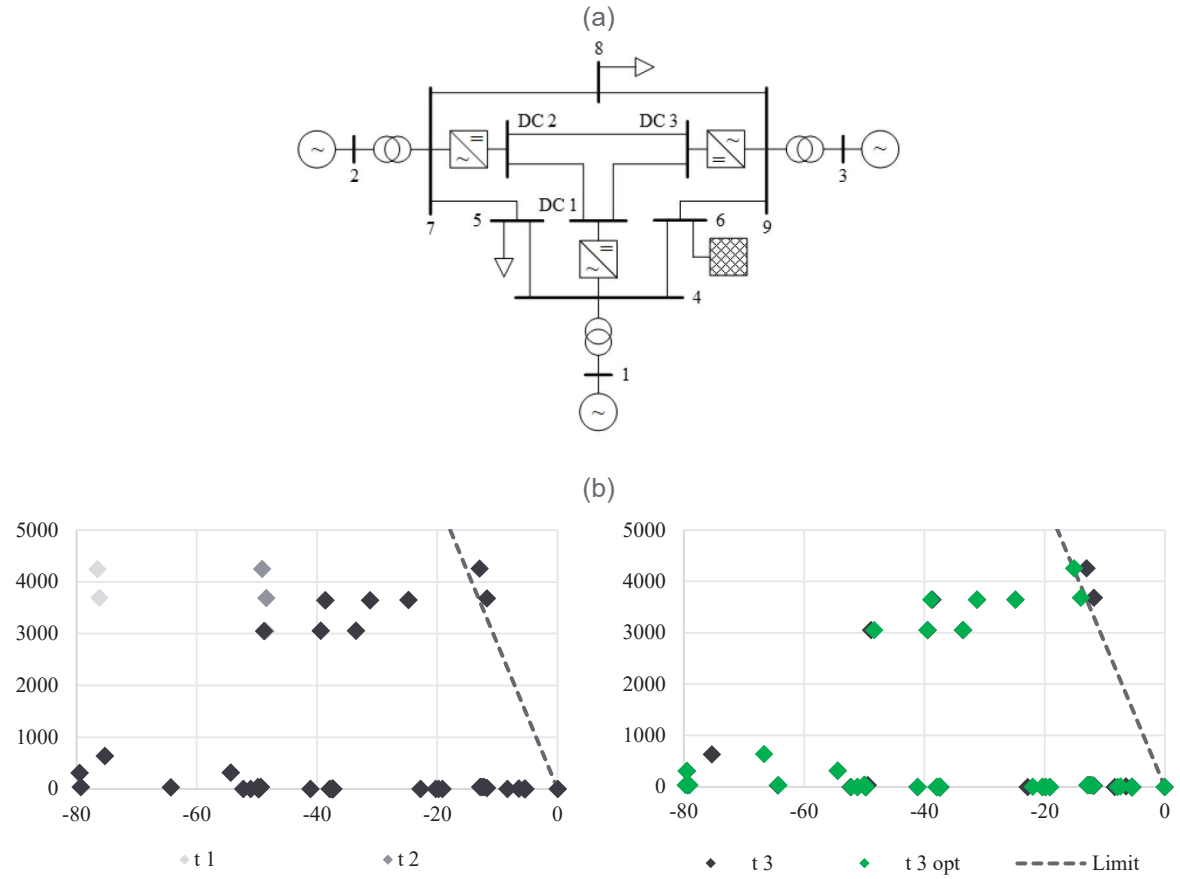


Abbildung 3-34: kombiniertes AC/DC-Testsystem (a), zeitliche Entwicklung relevanter Eigenwerte über 3 exemplarische Zeitschritte (b, links) und resultierende Eigenwertpositionen für Zeitschritt t3 bei Berücksichtigung der Eigenwertsensitivitäten in der stationären Leistungsflussoptimierung (b, rechts).

3.3.1.5 Tools und Simulationen Siemens

Im Rahmen des Arbeitspakets 3.1 hat die Siemens AG das Tool SC-FSA (security-constrained flexibility service agent) entwickelt und in Simulationen eingesetzt. Außerdem wurde eine Studie zur Abschätzung des Flexibilitätspotentials der Verteilnetze in Deutschland durchgeführt und veröffentlicht. Das Flexibilitätsmanagement SC-FSA dient der Berechnung sicherer Flexibilitätspotentiale. Dieses Tool wurde ebenfalls in der Demonstration im Arbeitspaket 5.1 eingesetzt.

Dass Verteilnetzflexibilität einen relevanten Beitrag zur kurativen Netzführung bieten kann, wurde in einer Modellrechnung der Siemens AG aufgezeigt. [3.3-4] In diesem zweistufigen Ansatz fand zunächst eine Energiesystemmodellierung unter Benutzung der in den vorherigen Arbeitspaketen entwickelten Szenariozahlen statt, um die Fahrpläne der in den Verteilnetzen installierten flexiblen Anlagen zu berechnen. Diese Modellierung basiert auf einer Kostenoptimierung des Energiesystems, wobei in diesem Fall keine Kapazitätsoptimierung, sondern nur eine Fahrplanoptimierung der installierten Anlagen stattfand, da die Szenariendaten bereits installierte Kapazitäten beinhalten. Auf den Ergebnissen dieser Optimierung, die unter anderem die Auslastung der Transportnetzkorridore beinhalten, wurden nun Ausfälle im kurativ betriebenen Transportnetz simuliert und der Beitrag der Verteilnetzflexibilität zur Behebung der Folgen dieser Ausfälle quantifiziert.

Das Flexibilitätsmanagement SC-FSA basiert auf einer robusten Optimierung [3.3-5], welche die Einschränkungen der individuellen Flexibilitäten in einem Netz minimiert bei gleichzeitiger garantierter Einhaltung der Netzrandbedingungen für Leistungsflüsse und Spannungen. Um ein schnelles Konvergieren des Verfahrens sicherzustellen, stellen die Nebenbedingungen ein untergeordnetes Problem dar, welches die Netzrandbedingungen abdeckt und vor Aufruf der Optimierung analytisch gelöst wird. Die Optimierung gehört dadurch zur Problemklasse der linearen Probleme, welche schnell und zuverlässig auch von nicht-kommerziellen Lösern gelöst werden kann. Das Ergebnis einer Optimierung sind sichere Stellpotentiale für alle flexiblen Anlagen. Jede Kombination von Arbeitspunkten, die sich innerhalb dieser sicheren Flächen befinden, ist ebenfalls sicher gegenüber Überschreitungen der Betriebsgrenzen. Wenn Arbeitspunktänderungen innerhalb der initialen Flexibilitätsbänder zu Grenzwertverletzungen führen, so werden diese initialen Bänder so eingeschränkt, dass dies nicht mehr möglich ist, unabhängig von der Kombination der Arbeitspunktänderungen an den einzelnen Anlagen.

In der folgenden Abbildung 3-35 ist gezeigt, wie das SC-FSA in die Prozesse zur Bereitstellung von Verteilnetzflexibilität eingebunden ist: Die Verteilnetzleitwarte bekommt die SCADA-Daten aus dem Feldgeräten und kann daraus einen Zustand des Verteilnetzes bestimmen. Das SC-FSA kann aufgrund dieser Informationen die sicheren Einzelflexibilitäten berechnen und der Übertragungsnetzleitwarte zur Verfügung stellen, wo sie in die Contingency Analysis (CA), den Security-Constrained Power Flow und das *Dynamic Security Assessment*. Im Falle eines

Flexibilitätsabrufs kommuniziert das ÜNB-Leitsystem die gewünschte Flexibilität, welche vom SC-FSA auf die Einzelanlagen disaggregiert wird.

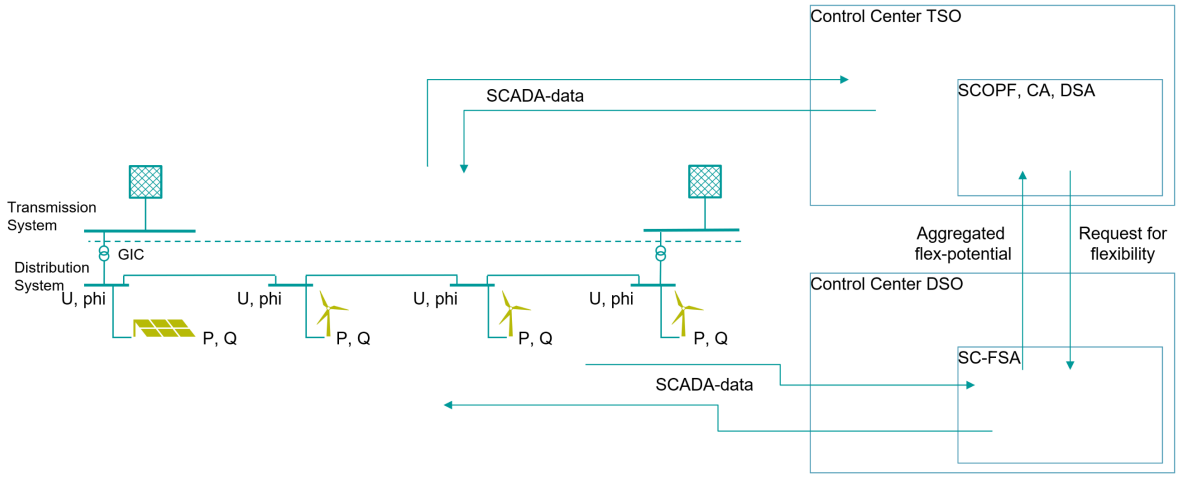


Abbildung 3-35: Struktur und Prozesse zur Einbindung des neu entwickelten SC-FSA zur Flexibilitätsberechnung

Um die individuellen Stellpotentiale zu aggregieren und die Sensitivitäten auf die einzelnen Netzverknüpfungspunkte zu berechnen, wird das Konzept des Wirksamkeitsclusters genutzt. Hierbei werden lineare Sensitivitäten genutzt, um die Änderungen eines Arbeitspunktes auf einen Netzverknüpfungspunkt zu quantifizieren. Der aggregierende VNB kommuniziert dann getrennte Cluster für Flexibilität in Last- und Erzeugungsrichtung zusammen mit den Sensitivitäten auf die verschiedenen Netzverknüpfungspunkte an den ÜNB. Im Falle eines Abrufs wiederum kommuniziert dieser den gewünschten Betrag, welcher dann vom VNB quittiert und proportional zur angebotenen Flexibilität auf die Einzelanlagen disaggregiert wird. In der folgenden Abbildung 3-36 wird sowohl die berechnete Gesamtflexibilität als auch die Flexibilität aus Windkraft und Photovoltaik dargestellt. Die Sensitivitäten dieser aggregierten Flexibilität sind pro Netzverknüpfungspunkt dargestellt.

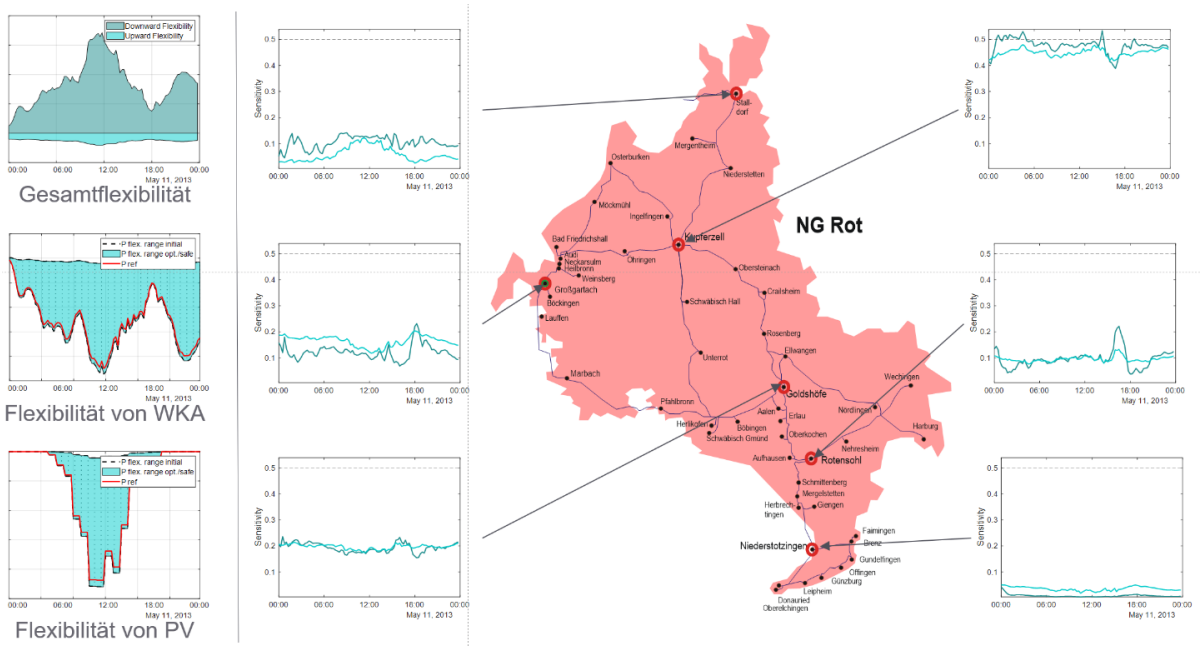


Abbildung 3-36: Fiktives Beispiel für die aggregierte Flexibilität an einem Tag im Mai mit Sensitivitäten auf die Netzverknüpfungspunkte eines Teilnetzes der Netze BW. Ein Großteil der Flexibilität fällt am Netzverknüpfungspunkt Kupferzell an. Durch die über den Tag wechselhafte Einspeisung und dadurch auch Gesamtflexibilität verändert sich auch die örtliche Verteilung der Einspeiser und damit die Sensitivität auf die jeweiligen Netzverknüpfungspunkte.

Überlagerte Leistungsflüsse aus dem Übertragungsnetz können im Verteilnetz zu einer signifikanten Veränderung der sicher bereitstellbaren Flexibilität führen. Durch eine Vorbelastung der Systeme im Verteilnetz kann sich die für einen Flexibilitätsabruf notwendige Transportkapazität auf den gleichen Systemen verringern, sodass weniger Stellpotential zur Verfügung steht. Je nach Verteilnetztopologie kann sich dies auch nur in einer Veränderung der Sensitivitäten auf die Netzverknüpfungspunkte zeigen.

3.3.2 Dynamische Simulation

Arbeitspaket 3.2, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, IEE, IAEW, LEES, TUIL, PSI, SAG

In der dynamischen Simulation erfolgt die Bewertung kurativer und stabilisierender Maßnahmen hinsichtlich deren Auswirkung auf die Systemstabilität. Die nachfolgend vorgestellten Maßnahmen sollen zur Sicherung des stabilen Netzbetriebs dienen und werden primär nach einem Störfall im Belastungsbereich des TATL eingesetzt. Neben der eingehenden Untersuchung ausgewählter Maßnahmen wurden im AP 3.2 auch Tools zur Netzsicherheitsrechnung entwickelt und eingesetzt. Diese Tools stellen auch einen wichtigen Bestandteil des Assessment Prozesses dar, der im AP 3.2 auch simulativ umgesetzt wurde und dessen Eignung für zukünftige Netzsicherheitsrechnungen somit nachgewiesen werden konnte. Abbildung 3-42 gibt einen Überblick über die Tätigkeiten der Partner.

Die Simulationen sind entweder an generischen Netzmodellen und/oder an dem dynamischen Netzmodell von Kontinentaleuropa erfolgt (siehe Abschnitt 3.1.6.2). Darüber hinaus sind einzelne Maßnahmen und Methoden auch Bestandteil der Demonstratoren und Feldtests in TP 5 oder der Bewertungen in TP 4. Die Untersuchungen, die speziell zur Bewertung der Systemsicherheit für das TP 4 erfolgt sind, werden aus Gründen der Übersicht dort behandelt.

Die am AP 3.2 beteiligten Experten der Übertragungsnetzbetreiber haben die Untersuchungen begleitet und bei der Interpretation und Bewertung der Ergebnisse unterstützt. Die Hersteller Siemens und PSI haben eine wichtige Schnittstellenfunktion zu den Demonstratoren und Feldtests eingenommen. Die TUIL hat im AP 3.2 eng mit der FAU und der Siemens zusammengearbeitet, um dort entstandene Simulationsmodelle in die Demonstration zu überführen.

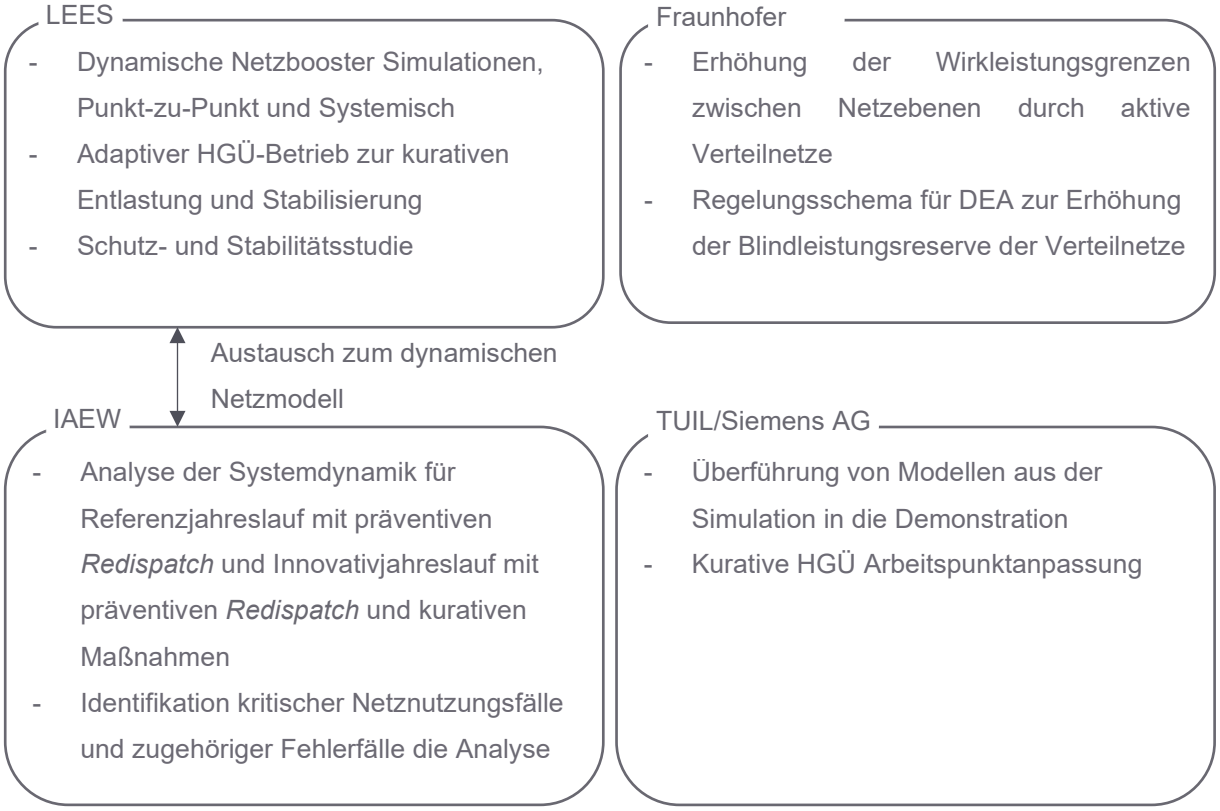


Abbildung 3-37: Übersicht Tools und Simulationen je Partner

3.3.2.1 Dynamische Simulationen und Tools

Das AP 3.2 hat durch seine Einbettung zwischen dem TP 2 und dem TP 4 sowohl Simulationen durchgeführt, deren Fokus auf Maßnahmen und Prozessen aus dem TP 2 lag, als auch systemische Simulationen für das TP 4, zur allgemeinen Bewertung des kurativen Betriebs. Nachfolgend stehen daher entweder einzelne Betriebsmittel und deren Regelungskonzepte im Fokus oder Analysen für den kurativen Netzbetrieb. Gegebenenfalls werden auch Tools vorgestellt, die von verschiedenen

Partnern im Projekt für die spezifischen Anforderungen entwickelt oder weiterentwickelt wurden und für die dynamischen Simulationen eingesetzt wurden.

3.3.2.2 Dynamische Netzbooster-Simulationen (LEES)

Für die Durchführung der Simulationen wurde ein dynamisches Netzmodell von Kontinentaleuropa in PowerFactory verwendet (Netzmodell 2, siehe Abschnitt 3.1.6.2). Die Standorte der Netzbooster zur Untersuchung einer Punkt-zu-Punkt-Betriebsweise (Netzbooster-Paar) wurden frei gewählt. Für den systemischen Netzbooster wurden die Standorte der einzelnen Netzbooster-Anlagen auf Grundlage der in AP 3.1 vorgenommenen Netzbooster-Platzierung ausgewählt. Insgesamt sind für den systemischen Netzbooster 12 Standorte ausgewählt worden. Eine Netzbooster-Anlage wurde als netzspeisender Umrichter mit einstellbaren, endlichem Energiespeicher (= Batteriespeichersystem) modelliert.

Für die dynamischen Untersuchungen der Maßnahme „Netzbooster“ sind zwei beispielhafte hochausgelastete Netznutzungsfälle des Planungsjahres 2030 verwendet worden: ein vergleichsweise konventionelles Netzszenario mit einem Anteil von etwa 40 % konventioneller Erzeugung in Deutschland sowie ein Netzszenario mit hohem Anteil an erneuerbarer Erzeugung in Deutschland (über 85 %). Beide Netzszenarios stellen jeweils eine hochausgelastete Netzsituation dar. Weitere Netzsituationen sind nicht untersucht worden.

Die Ergebnisse der beiden Zeitbereichssimulationen zeigen, dass insbesondere der systemische Netzbooster neben dem entlastenden, kurativen Einfluss zusätzlich eine sehr starke stabilisierende Wirkung in einer hochausgelasteten Netzsituation erzielen und so maßgeblich zur Beherrschung einer kritischen Netzsituation beitragen kann.

Abbildung 3-38 bis Abbildung 3-40Abbildung 3-39 zeigt exemplarisch einen Kurzschluss mit Leitungsabschaltung einer Nord-Süd-Übertragungsleitung für ein hochausgelastetes Netzszenario mit hohem EE-Anteil und starkem Nord-Süd-Transit. Die Fehlerklärungszeit in diesem Fehlerszenario beträgt 100 Millisekunden. Aufgrund des schnellen Spannungskollaps nach Fehlerklärung kann der systemische Netzbooster nicht kurativ eingesetzt werden (Abbildung 3-38). Durch Bereitstellung zusätzlicher dynamischer Blindleistungsreserven (Abbildung 3-39) kann das System zunächst stabilisiert werden, sodass anschließend ein entlastender, kurativer Einsatz des systemischen Netzboosters möglich ist (Abbildung 3-40). Die zusätzlich benötigte dynamische Blindleistung kann entweder durch zusätzliche STATCOMs bzw. rotierende Phasenschieber (RPSA) oder durch die Netzbooster-Anlagen selbst bereitgestellt werden, sofern diese mittels Umrichter am Netz angeschlossen sind und technisch dazu in der Lage sind.

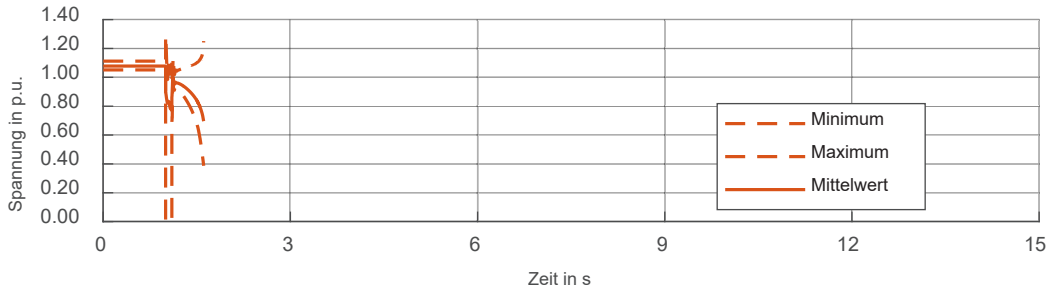


Abbildung 3-38: Systemverhalten nach Fehlerklärung ohne zusätzliche Gegenmaßnahme

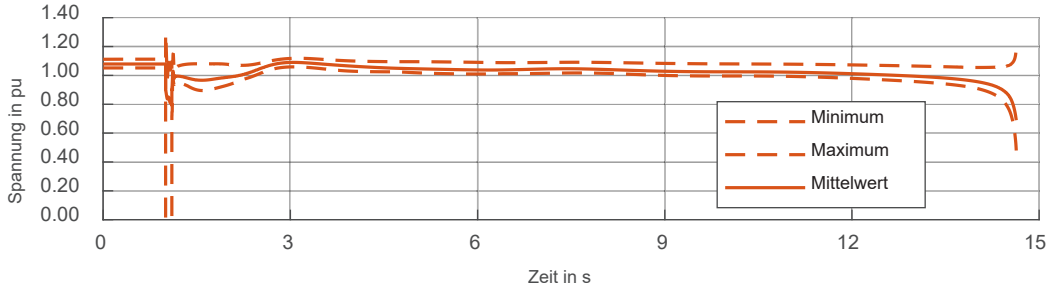


Abbildung 3-39: Systemverhalten nach Fehlerklärung mit dynamischer Blindleistungsbereitstellung bzw. STATCOM-Betrieb der Netzbooster-Anlagen

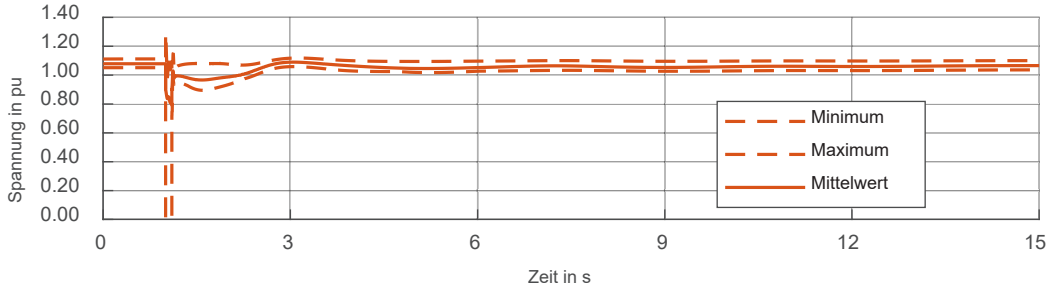


Abbildung 3-40: Systemverhalten nach Fehlerklärung mit dynamischer Blindleistungsbereitstellung und anschließendem kurativen Einsatz des systemischen Netzboosters

Diese stabilisierende Wirkung ist jedoch nur möglich, wenn, neben dem Einsatz als Maßnahme zur Vermeidung von Netzengpässen, auch die Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen (z.B. dynamische Blindleistungsbereitstellung durch STATCOM-Betrieb) durch Netzbooster-Anlagen in Betracht gezogen wird. In den beiden untersuchten Netzsituationen wurde daher zusätzlich die Bereitstellung dynamischer Blindleistung (STATCOM-Betrieb) aus den Netzbooster-Anlagen berücksichtigt. Der Einfluss einer Punkt-zu-Punkt-Betriebsweise ist hinsichtlich einer stabilisierenden Wirkung aufgrund des begrenzten Leistungsbereich der einzelnen Netzbooster-Anlagen vergleichsweise gering.

Es wurde weiterhin ein DSA-Tool entwickelt, mit welchem einzelne Netzsituationen hinsichtlich der Anwendung von Netzbooster-Systemen in verschiedener Fehlerszenarien dynamisch untersucht und

automatisiert bewertet werden können. Als Rechenkern wird, wie in Abbildung 3- dargestellt, das Netzberechnungsprogramm DIgSILENT PowerFactory verwendet.

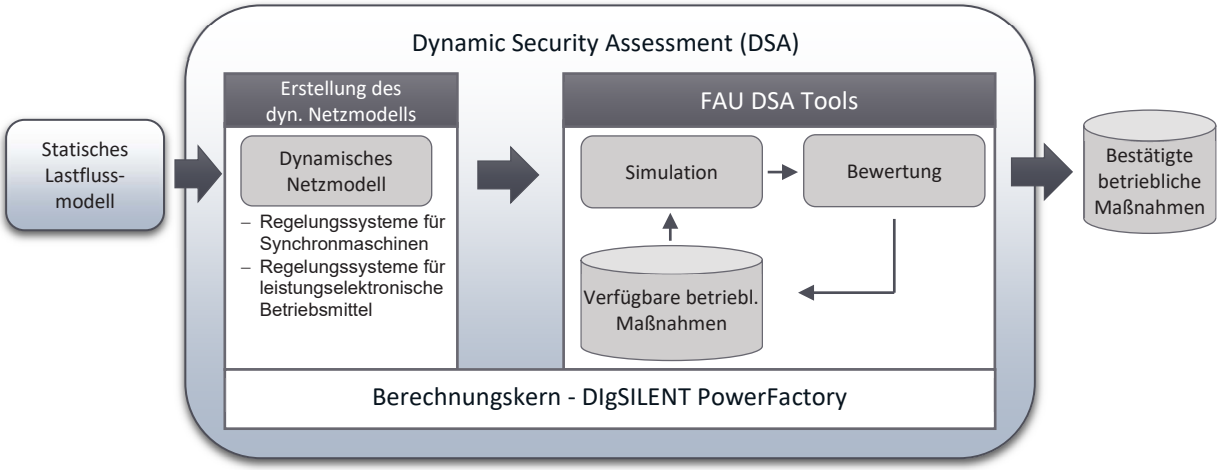


Abbildung 3-41: Dynamic Security Assessment Tool des LEES FAU

Zur Bewertung der Stabilität werden vier sogenannte Stabilitätsindikatoren verwendet, welche in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern ausgewählt wurden.

Die verwendeten Stabilitätsindikatoren sind:

- **Voltage Collapse Proximity Index (VCPI)**
  Dieser Index bewertet, die aktuell übertragene Wirkleistung einer Leitung in Bezug auf die maximal übertragbare Leistung dieser Leitung. Er dient damit als Indikator für den Abstand des aktuellen Betriebspunkts bis zum Spannungskollaps über der Leitung bzw. als Maß für die Auslastung der Leitung hinsichtlich eines Spannungskollaps.
- **Quasi Stationary Voltage Index (QSVI)**
  Dieser Index bewertet inwieweit ein gültiges Spannungsband in einem neuen stationären Arbeitspunkt nach Fehlerklärung eingehalten wird.
- **Angle Index (AI)**
  Dieser Index bewertet die maximalen Abweichungen ausgewählter Spannungs- bzw. Polradwinkel im Netzmodell in Bezug auf einen definierten Maximalwert.
- **Voltage Ride Through Index (VRTI)**
  Dieser Index bewertet inwieweit die VRT-Kennlinie ausgewählter Betriebsmittel eingehalten wird.

Anhand der Stabilitätsindikatoren kann anschließend eine Aussage über die Wirksamkeit der Netzbooster-Betriebsweise und deren Auswirkung auf die Netzdynamik getroffen werden.

3.3.2.3 Simulationen zum adaptiven HGÜ-Betrieb (LEES, TUIL)

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurden mehrere Studien zum entlasteten und stabilisierenden Betrieb von Punkt-zu-Punkt und Multiterminal-HGÜ-Systemen durchgeführt. Der unter AP 2.4 vorgestellte Assessment Prozess wurde exemplarisch für verschiedene Arbeitspunkte durchfahren. Des Weiteren wurde das Konzept der kurativen Arbeitspunktanpassung um eine adaptive Leistungsregelung erweitert. Hierfür wurden in erster Linie das für InnoSys 2030 angepasste Nordic Test System mit einem erhöhten Anteil an EE-Einspeisung und das Demonstrationsnetz aus TP 5, das ein stark vereinfachtes Modell von Deutschland darstellt, verwendet.

Die Untersuchungen im Nordic Test System wurden mit einen zusätzlichen Punkt-zu-Punkt-HGÜ-System als Verbindung des Gebietes NORTH (Erzeugungsüberschuss) und CENTRAL (Lastüberschuss) durchgeführt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass eine geeignete stationäre Optimierung der Arbeitspunkte des HGÜ-Systems einen stabilisierenden Einfluss auf das System hat. Hierzu wurden unter Berücksichtigung einer dynamischen Netzsicherheitsrechnung (DSA) geeignete Zielfunktionen und Nebenbedingungen an die stationäre Optimierung zurückgeführt.

Eine rein kurative (entlastende) Arbeitspunktanpassung ist zwar in der Lage einen Engpass im System zu lösen, führt aber ohne weitere Gegenmaßnahmen aufgrund der Dynamik des Systems zum Spannungskollaps (Abbildung 3-42 a). Unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität bzw. des VCPI als Zielfunktion der Arbeitspunktoptimierung , werden zusätzliche Blindleistungsreserven der HGÜ Umrichter als kurative Maßnahme berücksichtigt. Zusätzlich wird die Wirkleistungsübertragung der HGÜ ebenfalls angepasst. Dadurch kann ein Spanungskollaps verhindert und der Engpass im System behoben werden (Abbildung 3-42 b)

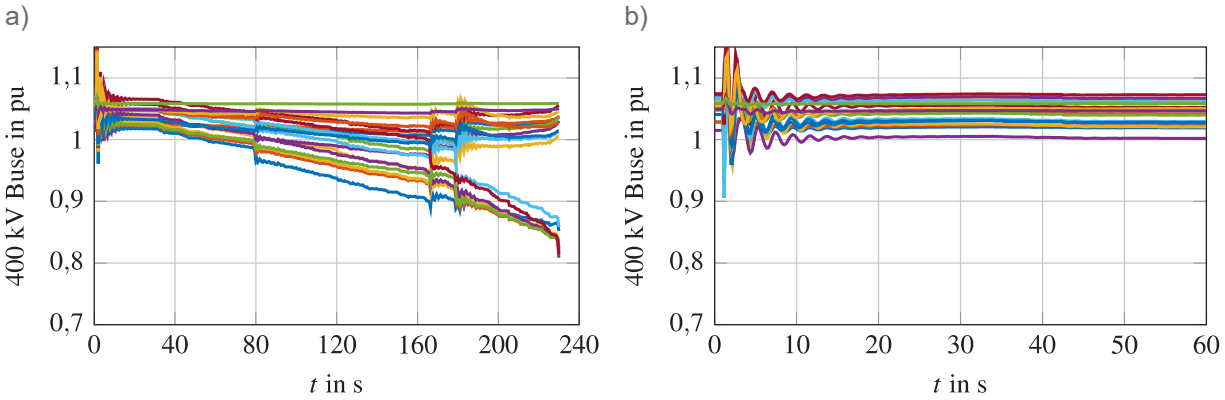


Abbildung 3-42: Netzspannungen mit reiner entlastender Arbeitspunktanpassung (a) und Berücksichtigung der Spannungsstabilität in der stationären Optimierung (b)

Die Untersuchungen im Demonstrationsnetz wurden mit einem Punk-zu-Punkt-HGÜ-System und einem 3-Terminal-HGÜ-System durchgeführt. Hierbei wurde die Wirksamkeit einer kurativen Arbeitspunktanpassung in Kombination mit einer adaptiven Leistungsregelung validiert. Die adaptive Leistungsregelung übernimmt im Falle eines Leitungsausfalls im System automatisch einen Teil der

zuvor übertragenen Leistung und stabilisiert das System bis die kurative Arbeitspunktanpassung der HGÜ-Systeme erfolgt. Die Reglung überbrückt somit die Zeit bis eine gezielte Arbeitspunktanpassung im System vorgenommen wird. Da die Regelung im ungestörten stationären (n-0)-Fall nicht aktiv wirkt, eignet sie sich als Kombination mit der kurativen Arbeitspunktanpassung. Abbildung 3-43 zeigt die Wirkungsweise der Adaptiven Leistungsregelung (b) im Vergleich zu einer rein kurativen Arbeitspunktanpassung (a). Die Signale wurden aus einer Echtzeitsimulation des Demonstrator Netzes entnommen, wodurch die Ereignisse zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden (a) bei t = 22 s und b) bei t = 20 s). Die Grenzleistung P_{lim} der Leitungen ist dabei ebenfalls aufgetragen. Wie sich der Abbildung entnehmen lässt, kommt es bei a) nach einem Leitungsausfall zu einer temporären Überlastung bis die *kurative Maßnahme* aktiviert wird. Mit der adaptiven Leistungsregelung b) wird automatisch eine Entlastung erreicht, bis das System gezielt wieder in den kurativen (n-1)-sicheren Betrieb zurück geführt wird. Beide Maßnahmen stellen den (n-1)-sicheren Betrieb wieder her.

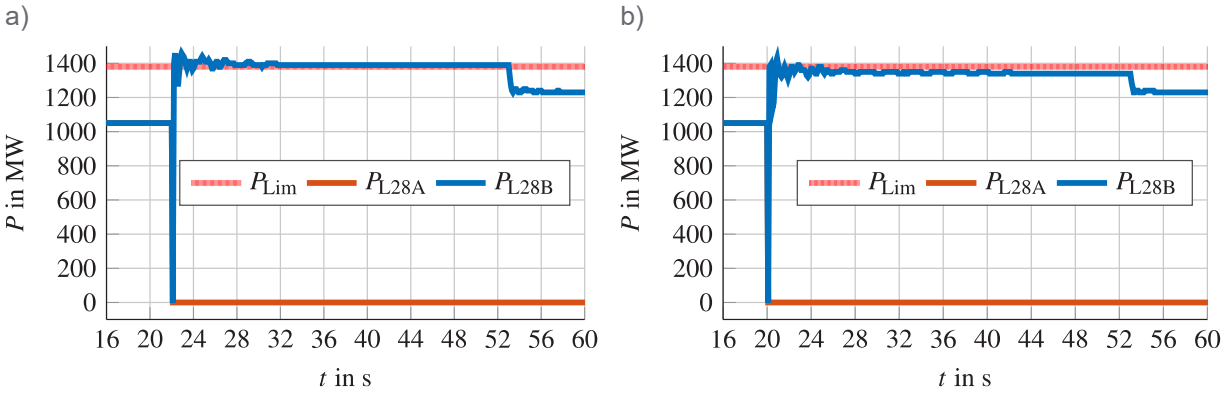


Abbildung 3-43: Leistungsflüsse über eine Freileitung nach einem Ausfall der parallelen Leitung: mit kurativer Arbeitspunktanpassung (a) und mit adaptiver Leistungsregelung und kurativer Arbeitspunktanpassung (b)

3.3.2.4 Schutz und Stabilität (LEES)

Ziel der Untersuchungen war die Demonstration eines kombinierten Systems aus Protection Security Assessment (PSA) und DSA, um aufzuzeigen, dass derartige Untersuchungen in gewissen Fällen einen Mehrwert haben können. Hierzu wurde eine Studie im Nordic Testsystem durchgeführt, für die das Testsystem, um den Netzschutz erweitert wurde. Die Simulationen erfolgten mittels sogenannter „laufender Fehler“ bei denen der Fehlerort kontinuierlich variiert wird. Die dynamische Fehlersimulation wurde inklusive aller Schutzreaktionen durchgeführt. Abschließend erfolgte eine gemeinsame Auswertung des Schutzverhaltens und der Bewertung der Systemstabilität. In der Simulation konnten kaskadierende Schutzauslösungen durch Pendelungen nachgewiesen werden. Die Netzbereiche CENTRAL und NORTH wurden hierdurch voneinander getrennt und das Netz konnte nicht mehr in einen stabilen Arbeitspunkt zurückkehren. Eine mögliche Gegenmaßnahme wäre der gezielte Einsatz von Pendelsperren. Wenngleich die Ergebnisse aus dem InnoSys Nordic Testsystem sich nur bedingt auf das deutsche Netz übertragen lassen, zeigt das Beispiel, dass eine

Berücksichtigung des Netzschutzes, beispielsweise innerhalb des Assessmentprozesses, einen Mehrwert bieten kann.

3.3.2.5 Analyse der Systemdynamik (IAEW)

Im Rahmen der Analyse der Systemdynamik werden Zeitbereichssimulationen für zwei Jahresläufe durchgeführt: Ein Referenzjahreslauf, in dem ausschließlich präventiver *Redispatch* vorgenommen wurde, und ein Innovativjahreslauf, bei dem ergänzend zum präventiven *Redispatch* auch *kurative Maßnahmen* eingesetzt werden. Das Ziel ist der Vergleich der Systemstabilität eines (mutmaßlich) kritischen Innovativ- mit einem Referenzszenarios. Dies dient als Grundlage für TP 4 zur Gesamtbewertung, ob und in welcher Weise sich das Stabilitätsniveau verändert.

Um die hohe Rechenkomplexität bei der Durchführung von Zeitbereichssimulationen zu minimieren, wird zunächst eine Reduktion des Untersuchungsraums vorgenommen. Dafür werden kritische Netznutzungsfälle (NNF, engl. grid use case GUC) aus den betrachteten Jahreslaufsimulationen und dazugehörigen Netzstörungen identifiziert, welche anschließend im Rahmen der Zeitbereichssimulation untersucht werden. Eine Netzstörung bezeichnet hierbei die Kombination aus einem dreiphasigen Kurzschluss und einer anschließenden Leitungsabschaltung zur Fehlerklärung. Hierbei werden (n-1)-Szenarien der Leitungsabschaltungen betrachtet. Zur Ermittlung der kritischen NNF werden verschiedene konventionelle und ergänzende Indikatoren verwendet:

- Konventionelle Indikatoren:
    - EE-Zeitreihen → Anteil EE an der Gesamterzeugung in DE
    - Lastzeitreihen → Anteil der Jahreshöchstlast in DE
    - Blindleistungsbedarfe → Anteil an Jahreshöchstbedarf in DE
    - Strombelastung der Leitungen → Conditional Value at Risk (90 % Quantil) der 380 kV / 220 kV Leitungen und Transformatoren in DE
- Ergänzende Indikatoren:
    - Kurzschlussleistung → Maximum der Kurzschlussleistung an einem Knoten in DE
    - Dynamische Blindleistungsreserven → Minimale Reserve in DE
    - Voltage Collapse Proximity Index (VCPI) → Conditional Value at Risk (90 % Quantil) der 380 kV / 220 kV Leitungen und Transformatoren in DE
    - Höhe der kurativen Maßnahmen → Summe der Wirkleistungsänderung aller kurativen Maßnahmen

Anhand der verschiedenen Kriterien wird eine N-dimensionale Hüllfläche um die Datenpunkte der NNF des betrachteten Jahreslaufs gebildet. Die NNF, welche auf der Oberfläche dieser Hüllfläche liegen und somit die Pareto-Maxima bilden, werden im Rahmen der Zeitbereichssimulationen ausgewertet. Dabei werden beispielsweise Kombinationen von NNF mit einem hohen EE-Anteil und geringen dynamischen Blindleistungsreserven bei gleichzeitig hohen VCPI Werten der Leitungen

identifiziert. Dies soll die Abdeckung der kritischen bzw. „extremen“ NNF je Jahreslauf im Rahmen der Zeitbereichssimulationen ermöglichen.

In einem nächsten Schritt werden für die identifizierten NNF Netzstörungen ermittelt. Zunächst werden die Netzregionen ermittelt, in denen eine geringe dynamische Blindleistungsreserve vorhanden ist, oder ein hoher stationärer Blindleistungsbedarf auftritt. Innerhalb dieser Regionen dienen insbesondere leitungsbezogene Indikatoren als Filterkriterium. Beispielsweise werden Leitungen identifiziert, deren (n-1)-Ausfall eine hohe Anzahl von kurativen Maßnahmen zugeordnet ist. Ein Fehlerszenario setzt sich zusammen aus einem dreiphasigen Kurzschluss und einer anschließenden Leitungsabschaltung zur Fehlerklärung.

Auf Basis dieser NNF und Störungsauswahl sowie nach Filterung von redundanten Kombinationen werden die Fehlerszenarien für die Zeitbereichssimulationen ermittelt. Die Fehlerszenarien werden jeweils für den Referenz- und Innovativjahreslauf simuliert und ausgewertet. Für jedes Fehlerszenario wird eine Simulationszeit von 3 Sekunden verwendet. Der Fehlereintritt liegt bei 100 Millisekunden und die Fehlerklärungszeit beträgt 150 Millisekunden. Der Fokus dieser Simulationen liegt folglich auf der transienten Stabilität und der Kurzzeitspannungsstabilität. Zur Untersuchung dieser Stabilitätsphänomene können auf Basis der Zeitbereichssimulationen für alle Fehlerszenarien verschiedene Trajektorien ausgewertet werden. Betrachtet werden die Spannungsmagnituden und -Winkel der deutschen Übertragungsnetzknoten, die Polradwinkel der synchronen Erzeugungsanlagen und die dynamischen Blindleistungsbedarfe und dienen in Folge dessen als Bewertungsgrundlage für die Methodik. Abbildung 3-44 fasst das beschriebene Vorgehen zusammen.

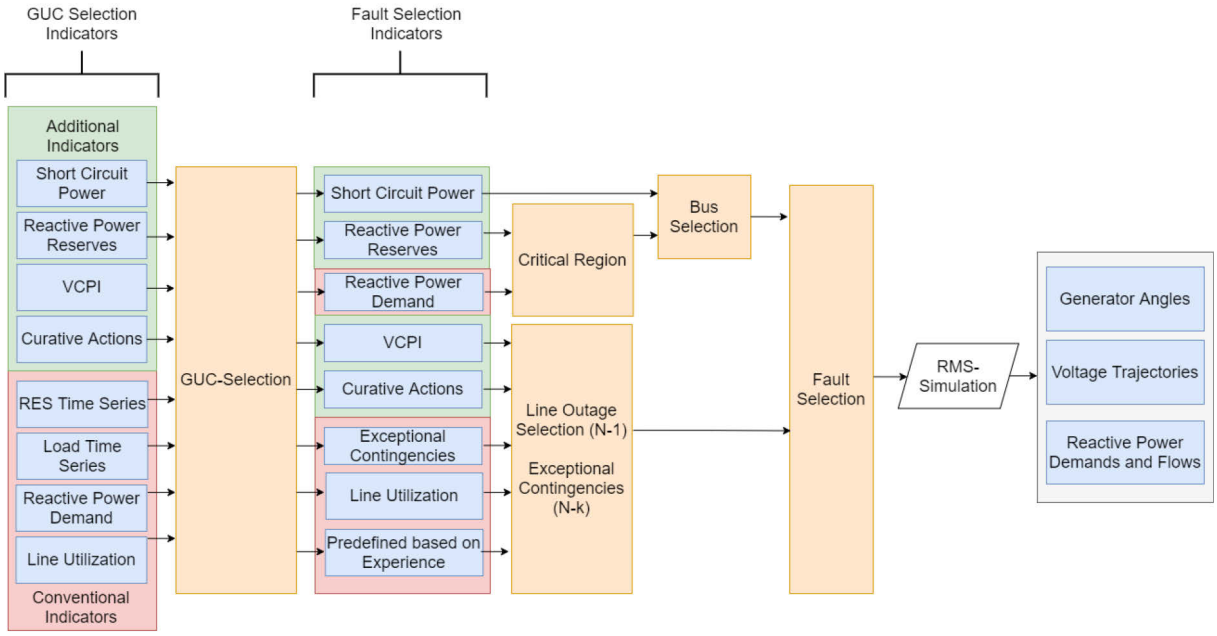


Abbildung 3-44: Verfahren zur Bewertung der Netzdynamik

3.3.2.6 LI-SA-RD (DSA) Tool (IEE)

Im Rahmen der dynamischen Stabilitätsanalysen am IEE wurden verschiedene Maßnahmen zur Sicherstellung der dynamischen Stabilität konzipiert. Um diese Maßnahmen für die Anwendung in der Betriebsführung weiterzuentwickeln und die Funktionsweise der Maßnahmen prinzipiell zu demonstrieren wurde ein DSA System entwickelt und implementiert, welches im Folgenden beschrieben wird.

Das Fraunhofer IEE Low Inertia Security Assessment System for Research and Development (LI-SA-RD) [3.3-12] ist ein modular aufgebautes System für die Forschung und Entwicklung von DSA-Verfahren in stromrichter-dominierten Netzen. Dynamische Netzsicherheitsanalysen inklusive RMS-Simulationen und stabilisierende Maßnahmen können für den Einsatz in der Systemführung erforscht und entwickelt werden. Das DSA-Entwicklungssystem LI-SA-RD umfasst folgende Komponenten:

- Power System Emulation: Echtzeit-RMS Simulation des Energiesystems
- Measurements: Erfassung von Messwerten aus der Power System Emulation oder aus dem realen Netz
- Modelling: Zustandsschätzung, Erstellung Lastflussmodell, Erstellung dynamisches Modell
- DSA Computation: Netzsicherheitsbewertung, Instabilitätserkennung, Notfallregelungen, u.a.
- Control Center: Steuerung und Systemüberwachung
  Das Control Center gibt eine Übersicht über den Systemzustand. Die Systemführung kann Steuerbefehle geben (Durchführung von Schalthandlungen von Leitungen, Vorgabe der Sollspannungen von Laststufenschaltern und Sollwerte für aktive Netzkomponenten und Generatoren, u.a.) und *präventive* oder *kurative Maßnahmen* aktivieren. Das dynamische Verhalten des tatsächlichen / emulierten Systems kann angezeigt werden, ebenso die Ergebnisse der Zustandsschätzung und des digitalen dynamischen Zwillings. Zusätzlich ist das Ergebnis von dynamischen Netzsicherheitsrechnungen für verschiedene Ausfallvarianten und Störungen einsehbar, genauso wie Vorschläge für *präventive* und *kurative Maßnahmen*.

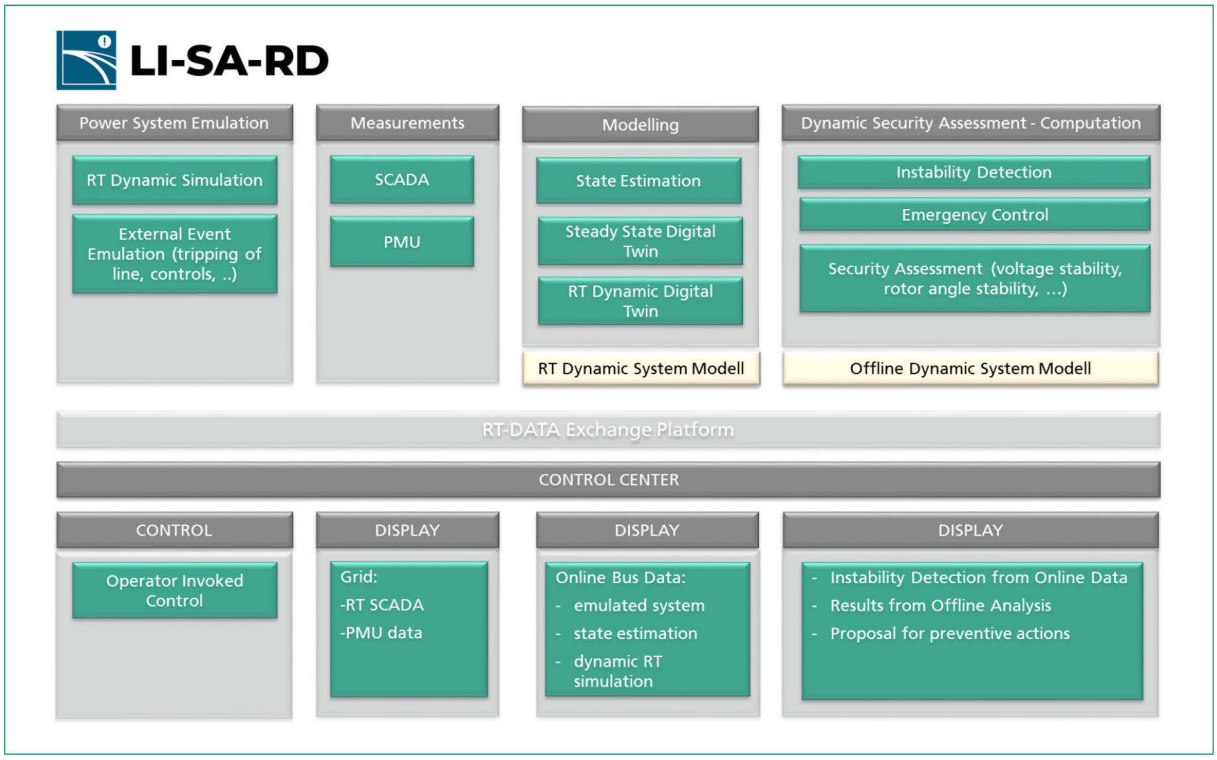


Abbildung 3-45: Dynamic Security Assessment Tool des Fraunhofer IEE

Die Eigenschaften des Fraunhofer Systems LI-SA-RD sind:

- Modularer, flexibler Aufbau
- Einfache Überprüfung neuer Methoden der Modellierung, Stabilitätsbewertung und -sicherung für die Systemführung
- Schnellere Entwicklung für Online DSA Systeme
- Verwendung von Standardsoftware (PowerFactory, MATLAB, python™, OPC-UA)
- Derzeit implementiert: Online Analyse von Langzeit- und Kurzzeitstabilität
- Vorschläge für stabilisierende Maßnahmen

Ein Anwendungsbeispiel ist die Online-Erkennung und Vermeidung spannungskritischer Netzzustände durch Aktivierung von dynamischer Systemstützung aus dem Verteilungsnetz: Aus dem zeitlichen Verlauf der Spannung und weiteren Kriterien wird in Echtzeit (Online) eine drohende Spannungsinstabilität erkannt. In der Stabilitätsanalyse erfolgt die Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens von Verteilungsnetzen mit EE-Anlagen, entweder durch eine detaillierte Modellierung der unterlagerten Netze oder dynamischer Äquivalente. Durch eine koordinierte Regelung des Transformator-Stufenstellers und der Blindleistung von EE-Anlagen im Verteilungsnetz erfolgt eine Verbesserung des Leistungsfaktors an der Schnittstelle zum Verteilungsnetz. Damit kann der spannungskritische Zustand im Übertragungsnetz vermieden werden (siehe Abbildung 3-46). Mehr Informationen zu den Analysen und Simulationen erfolgen im nächsten Abschnitt.

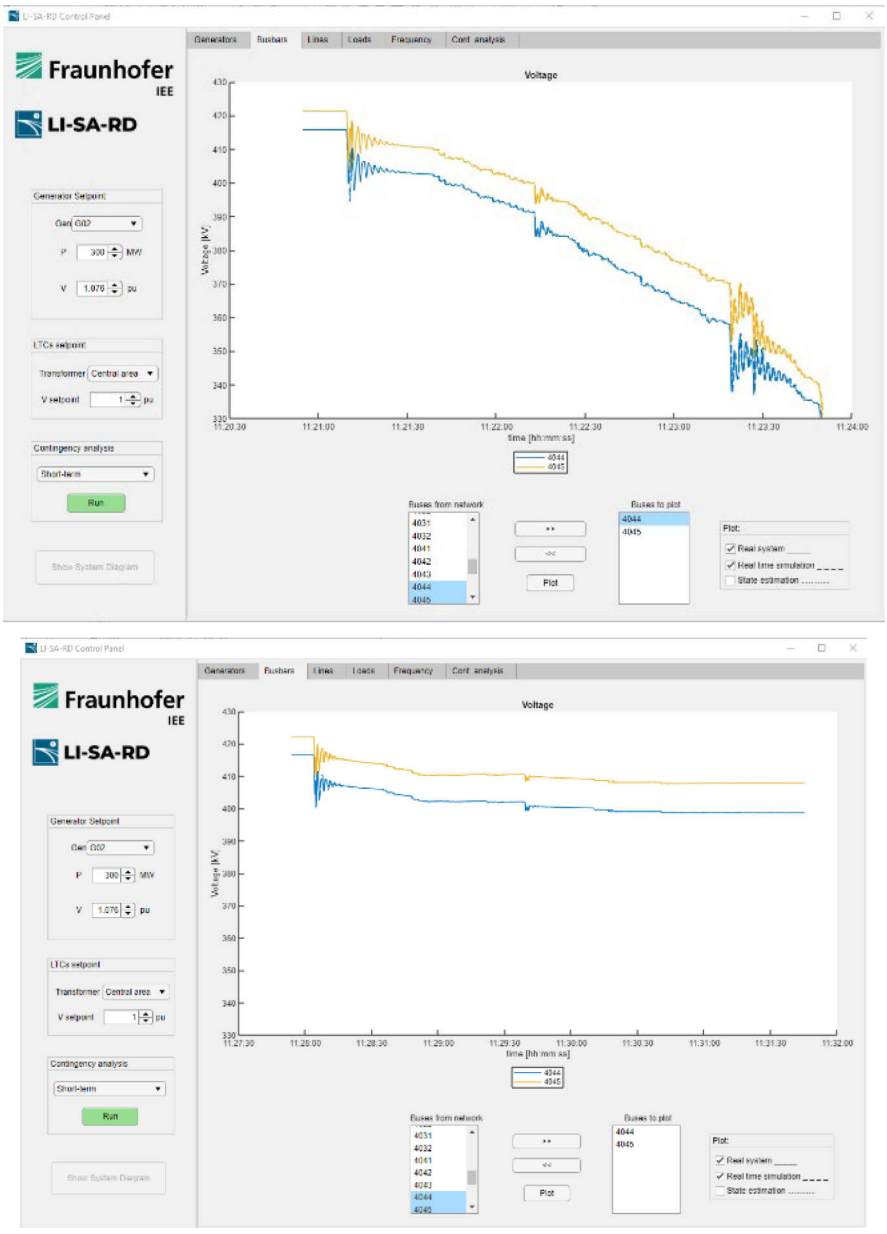


Abbildung 3-46: Anwendungsbeispiel: Verlauf der Spannung an zwei Sammelschienen im Übertragungsnetz. Statische Lastmodelle wurden durch Modelle von Verteilungsnetzen mit EE-Erzeugungsanlagen ersetzt.
Oben: Fehler führt zur einer Langzeitspannungsinstabilität.
Unten: Drohende Spannungsinstabilität wird erkannt. Durch eine koordinierte Regelung des Transformatorstufenstellers und Blindleistungseinspeisung aus dezentraler Erzeugung wird die Spannungsinstabilität vermieden.

3.3.2.7 Regelung des Leitungsfaktors am Kopplungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen mittels aktiver Verteilungsnetze in spannungskritischen Netzzuständen (IEE)

Das Hauptziel der Maßnahme besteht darin, die maximale Wirkleistungsübertragungsgrenze (Power Transfer Limit - PTL) zwischen den Regionen eines Stromversorgungssystems zu erhöhen und dabei gleichzeitig die Systemsicherheit selbst bei hoher Auslastung der Transportkapazität zu gewährleisten. Die Leistungsübertragungsgrenze wird in diesem Zusammenhang als die maximale Wirkleistung definiert, die zwischen Stromnetzbereichen übertragen werden kann, ohne dass das Risiko eines Netzzusammenbruches bei (n-1)-Ausfällen, wie Generatorausfall, Leitungsausfall, usw., besteht. Die Maßnahme nutzt dafür das Potenzial verteilter Erzeugungseinheiten (DEA), die im Verteilungsnetz angeschlossen sind.

3.3.2.7.1 Grundkonzept

Das Grundkonzept der kurativen Maßnahme ist in [3.3-1] beschrieben. Die wichtigsten Aspekte der Maßnahme sind in diesem Abschnitt zusammengefasst. Zusätzlich zu den Studien in [3.3-1] wird hier die weitere Umsetzung der Maßnahme in einer modifizierten Version des IEEE-Testsystems zur Bewertung der Spannungsstabilität, dem Nordic Test System, vorgestellt. Das Konzept wurde in drei verschiedenen Systemen mit zunehmender Komplexität untersucht: 1) Fünf-Bus-System, 2) Nordic System mit vereinfachten Verteilungsnetzen und 3) Nordic System mit detaillierten Verteilungsnetz.

Die Spannungsinstabilität resultiert aus der Unfähigkeit des Übertragungsnetzes und der Erzeugungsanlagen, die von den Lasten angeforderte Leistung bereitzustellen. In herkömmlichen Stromversorgungssystemen, d.h. mit passiven Verteilungsnetzen (VN), haben Netzbetreiber eine begrenzte Steuerbarkeit des angeforderten Stromverbrauchs. Heutzutage sind dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz aufgrund ihres großen Leistungsanteils und ihrer guten Steuerbarkeit eine attraktive Möglichkeit, um die von den VN in spannungskritischen Situationen angeforderte Leistung zu beeinflussen. Zur Veranschaulichung der Idee dient das einfache System in Abbildung 3-47.

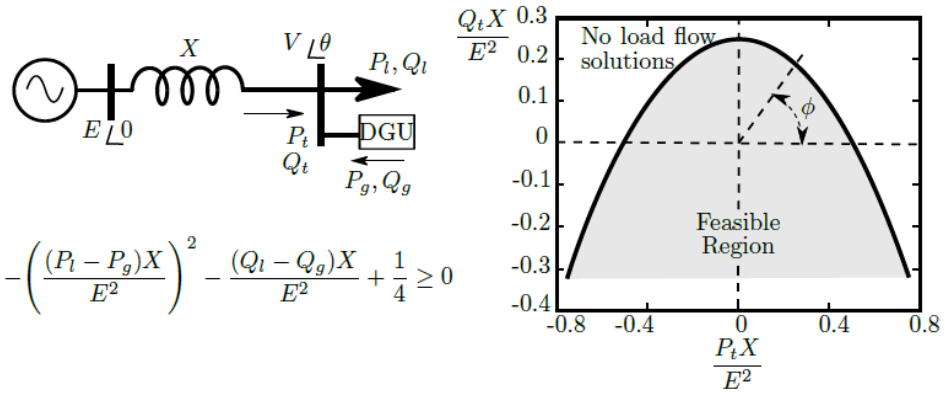


Abbildung 3-47: Ein einfaches Testsystem und sein stabiler Bereich

Es kann abgeleitet werden, dass der stabile Bereich in der (P_t, Q_t)-Ebene, die das kombinierte Übertragung-Erzeugung-System der Last zuführen kann, dem Bereich unter der Parabel in Abbildung 3-47 entspricht. Dies zeigt, dass theoretisch jede Leistung P_t unterhalb der Parabel übertragen werden kann. Hierfür muss Q_t ggf. angepasst werden. Wenn die DEA die angeforderte Blindleistung einstellen können (durch Ändern von Q_g), kann das angeforderte P_t mit einem geringeren Risiko einer Spannungsinstabilität übertragen werden. Dennoch gibt es bei diesem Ansatz zwei Hauptprobleme:

1) Wenn die DEA ihre Blindleistungsproduktionen erhöhen, können die VN-Spannungen unannehmbar hohe Werte erreichen
2) Aufgrund der hohen VN-Spannungen wird der spannungsabhängige Verbrauch der Lasten erhöht. Dies führt zu einem kontraproduktiven Effekt, der die Spannungsstabilität gefährdet [3.3-7] [3.3-8].

3.3.2.7.2 Test-System

Die in diesem Abschnitt vorgestellten Schlussfolgerungen basieren auf dem in Abbildung 3-48 dargestellten einfachen 5-Bus-System.

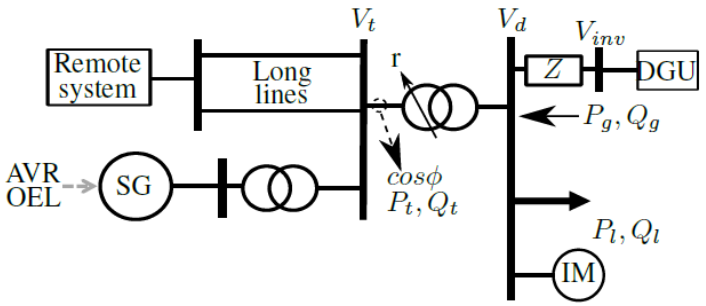


Abbildung 3-48: 5-Bus-System

Es besteht aus einem Übertragungsnetz und einem Verteilungsnetz. Auf der Übertragungsseite versorgt ein durch ein Thévenin-Äquivalent dargestelltes Netzwerk das Lastzentrum über zwei lange Übertragungsleitungen. Ein Synchrongenerator mit automatischem Spannungsregler (AVR) und Übererregungsstrombegrenzer (OEL) wird ebenfalls betrachtet. Das Übertragungsnetz und das Verteilungsnetz sind über einen mit Laststufenwechsler (LTC) ausgestatteten Transformator verbunden, dessen Hochspannungsseite dem ÜN-VN-Kopplungspunkt entspricht. In diesem Punkt werden Leistungsfaktor, Wirk- und Blindleistung aus Sicht des Übertragungsnetzes überwacht. Der Transformator regelt die Verteilungsnetz-Spannung V_d zwischen 0,99 und 1,01 pu. Details zur Last- und Wechselrichtermodellierung sind in [3.3-1] dargestellt.

3.3.2.7.3 Regelungs-Schema

Das Steuerungsschema basiert auf der Synchronisation von Laststufenwechsler-Aktionen und DEA (im Bild: „DGU“ – distributed generation units)-Blindleistungseinspeisung, wie in Abbildung 3-49 gezeigt durch die Darstellung als Zustandsmaschine. Die Entscheidungen basieren auf zwei Parametern:

V_d^{LTC}: Spannungssollwert für den Laststufenwechsler im Notfall. Als herkömmliche Gegenmaßnahme wird dieser Sollwert auf einen vordefinierten Wert gesenkt, z.B. 0,95 pu, um die Spannungsempfindlichkeit von Lasten auszunutzen und dabei in einem angemessenen Bereich von Lastspannungen zu bleiben [3.3-9], [3.3-10].

V_d^{DGU}: Wert von V_d, bei dem die DEA aufhören, die Blindleistungseinspeisung zu erhöhen. Dies vermeidet die unerwünschte Wiederherstellung der spannungsabhängigen Last im Verteilungsnetz.

Beiden ParameternV_d^{LTC}und V_d^{DGU}sind Totbänder, db_{LTC} bzw. db_{DGU}, zugeordnet. Die einzigen zwei erforderlichen Steueraktionen werden wie folgt beschrieben:

$$LTC_{action}: \begin{cases} tap := tap - 1 & \text{if } V_d < V_d^{LTC} - db_{LTC} \\ tap := tap + 1 & \text{if } V_d > V_d^{LTC} + db_{LTC} \\ tap \text{ unchanged} & otherwise \end{cases} \quad (3)$$

$$DGU_{action}: \begin{cases} Q_{increase} & \text{if } V_d < V_d^{DGU} - db_{DGU} \\ Q_{decrease} & \text{if } V_d > V_d^{DGU} + db_{DGU} \\ Q \text{ unchanged} & otherwise \end{cases} \quad (4)$$

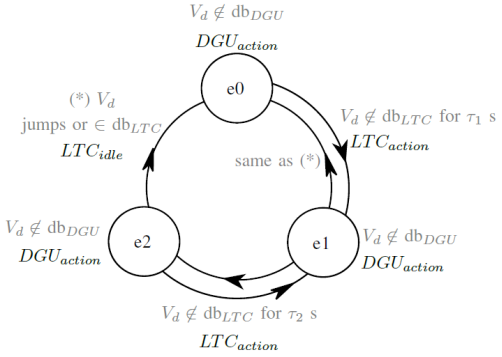


Abbildung 3-49: Steuerungsschema - Aktionen werden schwarz angezeigt, während Bedingungen, die Zustandsübergänge und Steueraktionen auslösen, grau angezeigt werden

Der schrittweise Ablauf der Steuerung ist in [3.3-1] ausführlich beschrieben. Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt gezeigt.

3.3.2.7.4 Simulationsergebnisse

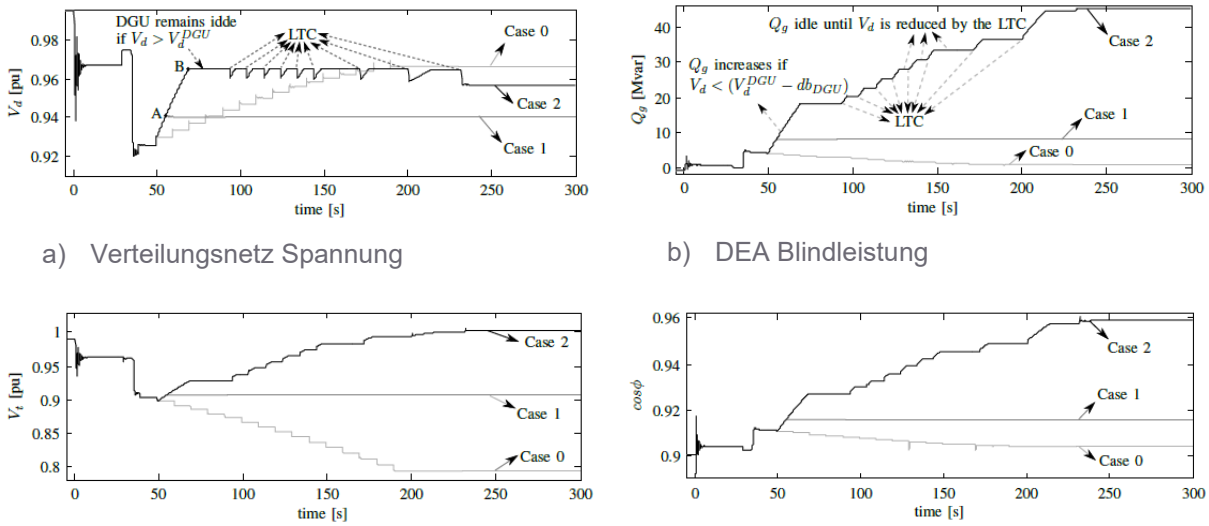
Im Rahmen der Aktivitäten im AP 3.2 wurde die vorgeschlagene Maßnahme in drei Systemen mit zunehmender Komplexität umgesetzt, von denen hier zwei gezeigt werden.

5-Bus-System

In einem ersten Schritt wird das Kontrollschema in dem einfachen System, wie in Abbildung 3-48 dargestellt, getestet. Drei Fälle werden gemäß Abbildung 3-50 untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-51 dargestellt.

Case	Controller	Description
0	No	No emergency action
1	Yes	$V_d^{LTC} = 0.95$ pu and $V_d^{DGU} = 0.95$ pu
2	Yes	$V_d^{LTC} = 0.95$ pu and $V_d^{DGU} = 0.975$ pu

Abbildung 3-50: Studienfälle



a) Verteilungsnetz Spannung

b) DEA Blindleistung

c) Übertragungsnetz Spannung

d) Leistungsfaktor

Abbildung 3-51: Ergebnisse im 5-Bus System

Die Ergebnisse in Abbildung 3-51 bestätigen, dass der Notfallregler in den Fällen 1 und 2 wirksam ist. Im Fall 1 wird der Instabilitätsmechanismus gestoppt und die Übertragungsspannung pendelt sich leicht über 0,9 pu ein (siehe Abbildung 3-51 c). In diesem Fall speisen die DGUs nur so lange Blindleistung ein, bis die Spannung im Verteilungsnetz den vordefinierten Wert 0,95 pu erreicht (siehe Abbildung 3-51 b). Zu diesem Zeitpunkt bleiben alle DGUs im Leerlauf und der Leistungsfaktor wird nicht weiter verbessert (siehe Abbildung 3-51 d).

Die Ergebnisse von Fall 2 zeigen ein noch besseres Resultat. In diesem Fall regelt sich die Übertragungsspannung bei etwa 1,0 pu ein (siehe Abbildung 3-51 c). Die koordinierte Regelung von Blindleistungseinspeisung durch die DGUs und dem LTC-Betrieb ermöglicht den DGUs eine deutliche Erhöhung ihrer Blindleistung (siehe Abbildung 3-51 b) bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung einer sicheren Spannung im Verteilungsnetz (siehe Abbildung 3-51 a). Der Leistungsfaktor am ÜN-VN Kopplungspunkt wird stark verbessert, was die Wiederherstellung der Spannung im Übertragungsnetz ermöglicht.

3.3.2.8 Einfluss der DEA-Blindleistungsreserve

Das vorgeschlagene Regelungsschema beruht auf der Fähigkeit der DEAs, die Blindleistungsproduktion auf Anfrage zu erhöhen. Daher hat die zum Zeitpunkt des Alarms im VN verfügbare Blindleistung einen wesentlichen Einfluss auf dessen Erfolg.

Um den Einfluss der Blindleistungsreserve auf die Wirksamkeit des vorgeschlagenen Regelungsschemas zu sehen, werden vier verschiedene Startwerte für den anfänglichen DEAs-Wirkstrom (ip) betrachtet (0,85, 0,91, 0,93 und 0,96 pu). Es wird der gleiche Fehlerfall wie im vorherigen Fall betrachtet. Der zeitliche Verlauf des Stroms aus DGUs ist in Abbildung 3-52 dargestellt.

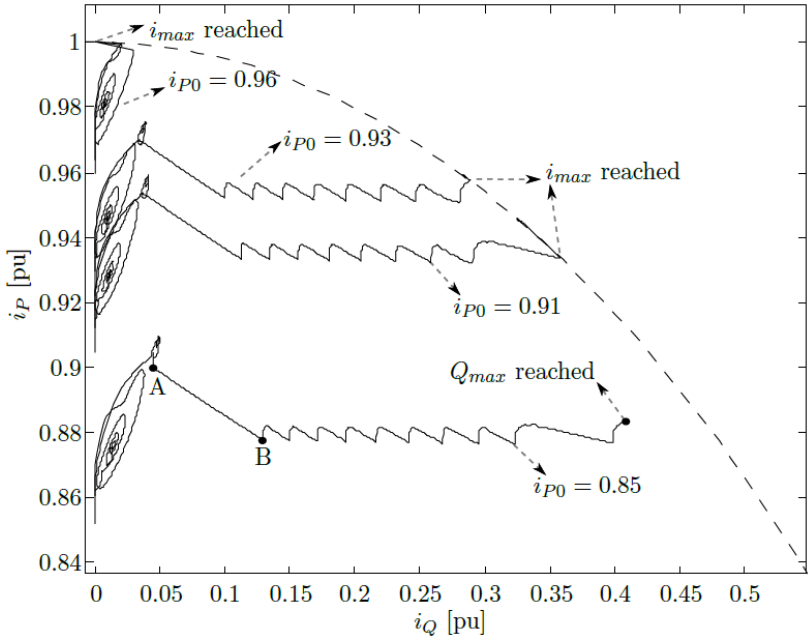


Abbildung 3-52: Entwicklung des DEA-Stroms für verschiedene Anfangswirkstromwerte.

Im ersten Fall (i_{P0} = 0,85 pu) schwingt der DEA-Strom nach dem Systemausfall. An Punkt A wird in Abbildung 3-52 das Notfallregelschema aktiviert. Der Ablauf des Regelschemas ist zu sehen, wobei die erste LTC-Aktion an Punkt B stattfindet. Die DEA kann den Blindstrom erhöhen, bis die Blindleistung den Maximalwert Q_{max} erreicht (in diesem Fall 0,4 pu). Dies geschieht, bevor der Strom i_{max} erreicht, was zu einer Blindleistungsmarge nach dem Ausfall von etwa 11 % des Gesamtverbrauchs der Last führt.

In den Fällen mit i_{P0} = 0,91 pu und 0,93 pu erhöht die DEA i_Q, bis i_{max} erreicht ist. Die Blindleistungsmarge nach dem Ausfall beträgt 9 % bzw. 8 % des Gesamtverbrauchs der Last. Dem Regelungsschema gelingt es, den Leistungsfaktor auf über 0,94 zu verbessern, wie in Abbildung 3-52 zu sehen ist (beide Fälle zeigen ein sehr ähnliches Verhalten und aus Gründen der Lesbarkeit wird nur die Simulation mit i_{P0} = 0,91 pu dargestellt).

Das Ergebnis ist anders, wenn der anfängliche Wirkstrom 0,96 pu beträgt. Um den DEA-Wirkleistungssollwert zu halten, ist nach dem Notfall der volle Wirkstrom erforderlich. Die anfängliche Blindleistungsmarge ist so gering, dass der Regler bei Bedarf kaum Blindleistung einspeisen kann. Tatsächlich gibt es nach dem Abklingen der anfänglichen Schwingungen überhaupt keine Blindleistungsreserve. Daher kann der Leistungsfaktor anders als in den letzten drei Fällen nicht verbessert werden (siehe Abbildung 3-). Dies ist eine natürliche Einschränkung des Reglers. Dabei sollte jedoch beachtet werden, dass der letzte Fall sehr konservativ ist, d. h. sehr niedriger anfänglicher Blindleistungsspielraum und sehr niedriger maximaler Strom i_{max} = 1,0 pu. In den meisten Fällen liegt i_{max} im Bereich von 1,1 bis 1,3 pu, wodurch die Blindleistungsreserve erhöht wird. Auch ohne Blindleistungseinspeisung stoppt das Regelschema den Instabilitätsmechanismus auf die gleiche Weise wie beim klassischen Schema, das den LTC-Sollwert absenkt. In diesem Fall endet der Abfall der Spannung im Übertragungsnetz bei etwa t = 85 s, wenn sie sich auf 0,91 pu einpendelt.

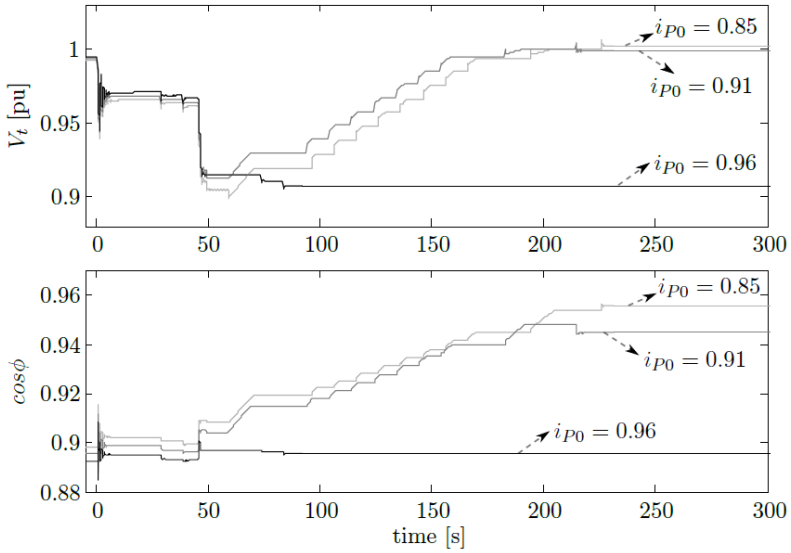


Abbildung 3-53: Entwicklung der Spannung im Übertragungsnetz und des Leistungsfaktors für verschiedene Anfangswerte des Wirkstroms.

3.3.2.8.1 Nordic System mit detaillierten Verteilnetzen

In diesem Fall wurden detaillierte VN durch Modellierung der 20-kV-, 10-kV- und 400-V-Netze berücksichtigt (Abbildung 3-54). Das detaillierte VN-Modell besteht aus 1605 Knoten, 888 Lasten und 1682 Leitungen. Der Gesamtlastverbrauch beträgt 4638 kW und 1524 kVAr. Es wurden verschiedene Durchdringungsniveaus von DEA untersucht. Dieses Modell wird verwendet, um die vorgeschlagene Maßnahme zu validieren und ihre Auswirkungen auf die unteren Spannungsebenen zu sehen.

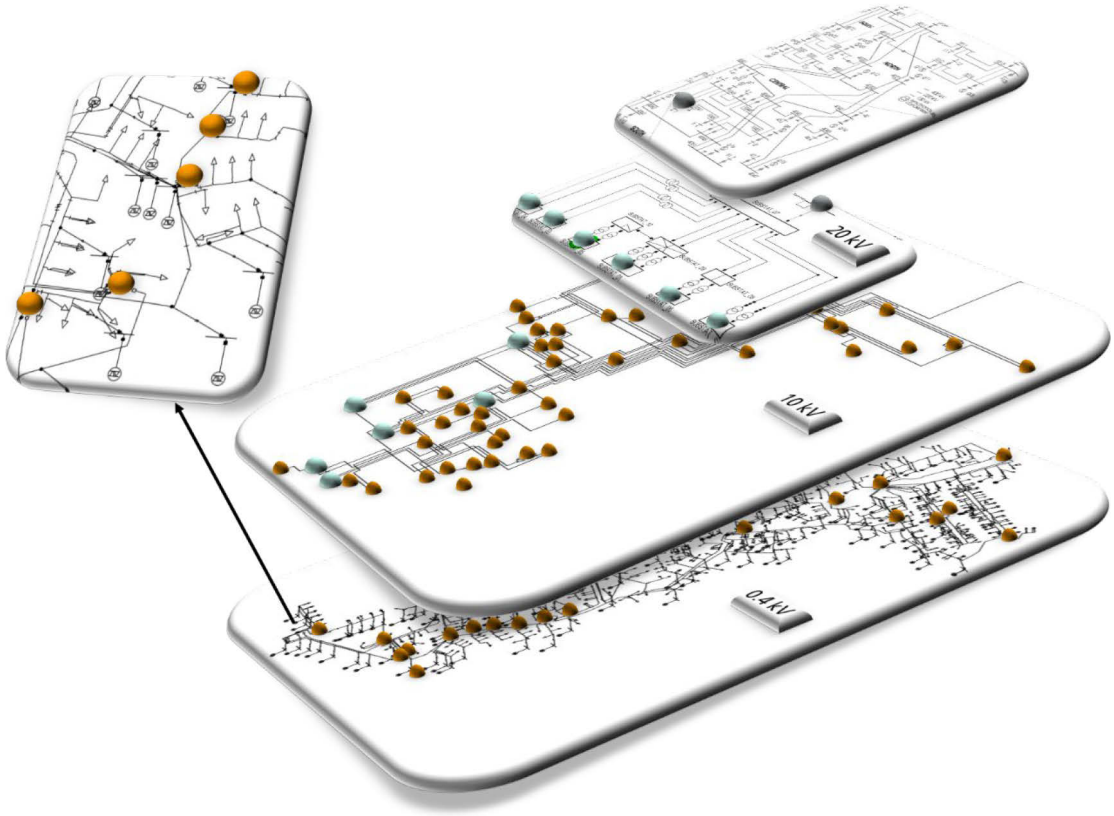


Abbildung 3-54: Detailliertes Verteilnetzmodell

Um das vorgeschlagene Notfallkontrollsystem in kritischen Szenarien zu testen, wird eine stark belastete Übertragungsleitung geöffnet, die Strom vom Norden in den Süden transportiert (L4032-4044 im „Nordic Test System“).

Die Simulationsergebnisse sind Abbildung 3-55 bis Abbildung 3-60 Abbildung 3-60: Abbildung dargestellt [3.3-11]. Graue Linien entsprechen dem Fall ohne Notfallsteuerung, während schwarze Linien die Ergebnisse unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Notfallsteuerung zeigen.

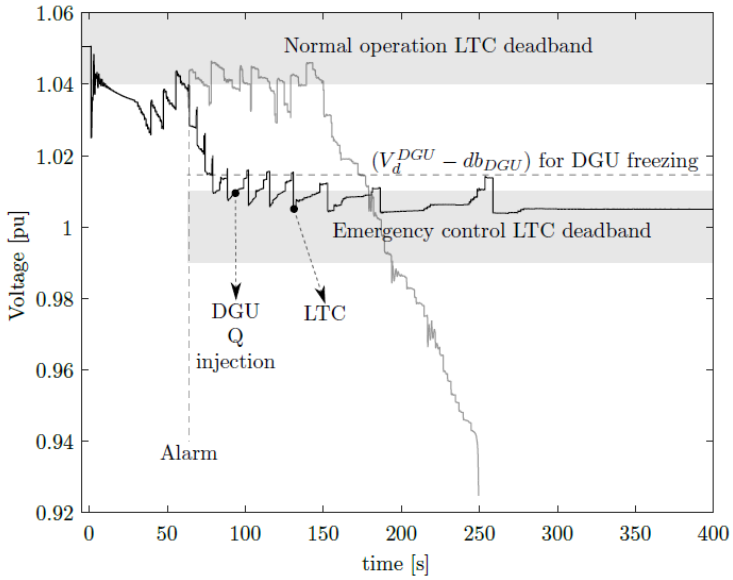


Abbildung 3-55: Spannung am 20-kV-Umspannwerk (Vd).

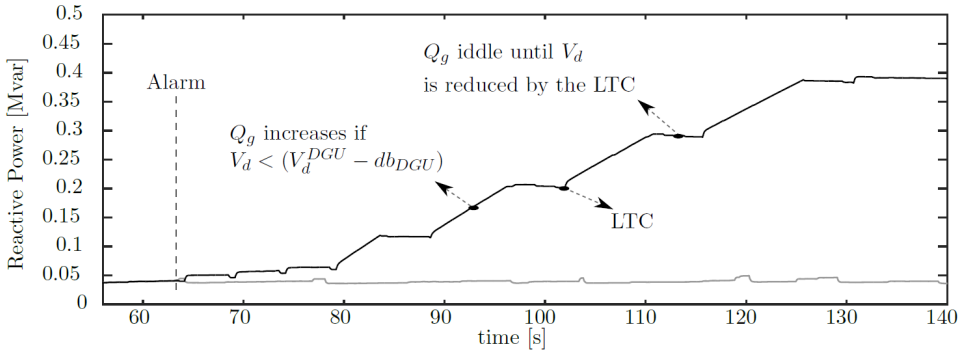


Abbildung 3-56: DGU-Blindleistung für den Fall mit Leistungsfaktorverbesserung.

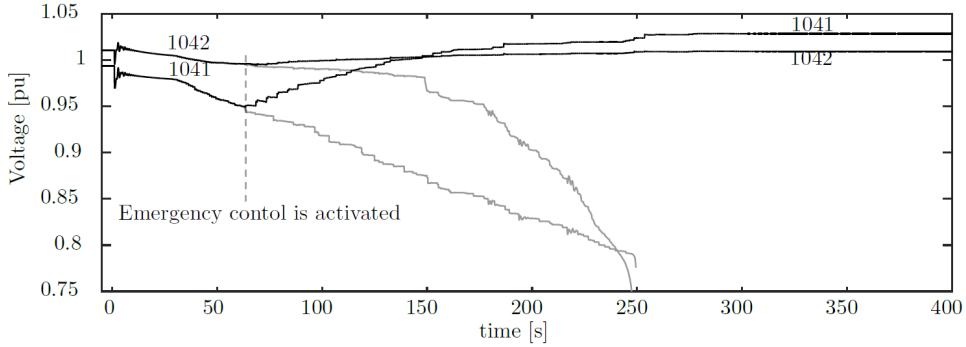


Abbildung 3-57: Spannung im Übertragungsnetz für den Fall mit Leistungsfaktorverbesserung

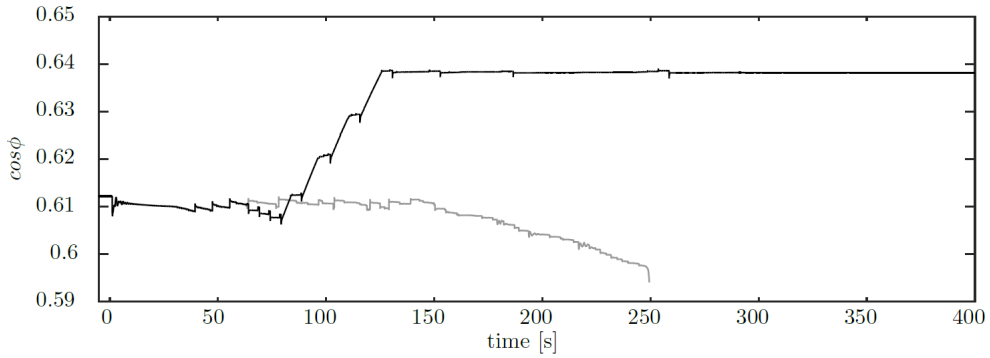


Abbildung 3-58: cosϕ für den Fall mit Leistungsfaktorverbesserung.

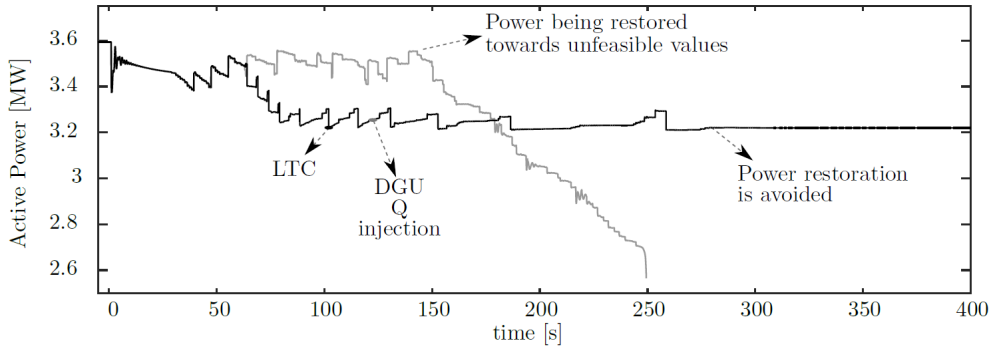


Abbildung 3-59: Wirkleistung P_t für den Fall mit Leistungsfaktorverbesserung.

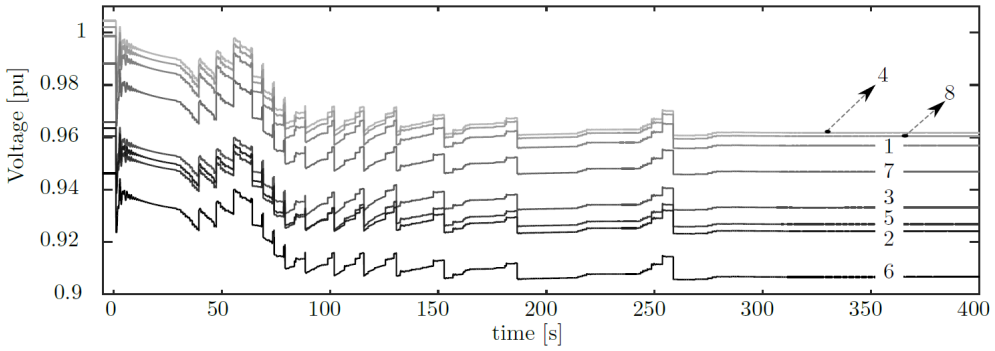


Abbildung 3-60: Abbildung VN-Spannungen (V_d) für den Fall mit Leistungsfaktorverbesserung.

Das Verhalten des Regelungsschemas im detaillierten ÜNB-VNB-Netzwerk entspricht den Ergebnissen im 5-Bus-System.

Für den Fall ohne Notsteuerung zeigt Abbildung 3-55 die Entwicklung der am 20-kV-Umspannwerk gemessenen Spannung im Verteilungsnetz. Die Leitung L4032-4044 wird bei t = 0 s ausgelöst und die Wirkung der LTCs beginnt bei etwa t = 37 s. Die Verteilnetzspannung wird in Richtung des Normalbetriebs-Totbereichs wiederhergestellt, was nach dem Notfall nicht durchführbar ist. Bei der Wiederherstellung der Verteilungsspannung wird der Lastverbrauch erhöht. Die OELs mehrerer Synchrongeneratoren (SGs) einschließlich g6, g7, g11, g12, g14, g15 und g16 arbeiten zu

unterschiedlichen Zeiten. Der Lastverbrauch wird wie in Abbildung 3-55 zu sehen immer wieder auf nicht realisierbare Werte zurückgefahren und das System kollabiert bei ca. 250 s.

Abbildung 3-56 zeigt, dass die Notfallregelung bei t = 64 s aktiviert wird. An diesem Punkt arbeitet der Regler in e_0 und der Spannungssollwert des LTC wird um 5 % abgesenkt. Der Anfangswert beträgt 1,05 pu. Dies dient der Sicherstellung akzeptabler Spannungen innerhalb des VN. Vom Zeitpunkt des Alarms bis t = 79 s macht der Controller mehrere Übergänge zwischen den Zuständen e0, e1 und e2, aber die Aktionen entsprechen nur der Erhöhung des LTC-Verhältnisses, um die Versorgungsspannung in die LTC-Tot-Zone der Notsteuerung zu bringen. Zu beachten ist, dass, wie in Abbildung 3-56 zu sehen, der Regler bis zu diesem Zeitpunkt keine Blindleistungseinspeisung der DEA anfordert. Bei t = 79 s liegt die Spannung am 20-kV-Umspannwerk unter dem Schwellenwert, bei dem eine DEA-Blindleistungseinspeisung nicht zulässig ist. Dieser Schwellenwert wird durch $V_d^{DGU} - db_{DGU}$ definiert, wie in Abbildung 3-56 gezeigt. An diesem Punkt fordert der Regler von dem DEAs Blindleistung an, was die Verteilungsspannung erhöht. Wenn der oben erwähnte Schwellenwert erreicht ist, fordert der Controller die DEAs auf, im Leerlauf zu bleiben. Dies vermeidet eine ungewollte Spannungswiederherstellung im Verteilungsnetz und vermeidet einen nicht realisierbaren Wirkleistungsbezug des Verteilungsnetzes. Anschließend synchronisiert die Steuerung die folgende LTC-Aktion, die die Spannung am 20-kV-Umspannwerk wieder in die Notfallsteuerungs-LTC-Totzone bringt. Die Synchronisation von DEA-Blindleistungseinspeisungen und LTC-Aktionen wird bis etwa t = 250 s fortgesetzt, wenn das System einen neuen stationären Zustand erreicht. Alle elektrischen Variablen regeln sich auf akzeptable Werte ein. Die Spannungen im Übertragungsnetz erholen sich sogar geringfügig über den Wert vor der Störung, die Spannung am 20-kV-Umspannwerk pendelt sich auf 1,005 pu ein und der Leistungsfaktor des detaillierten VN wird verbessert. Zu beachten ist, dass der am ÜN-VN Kopplungspunkt gemessene anfängliche Leistungsfaktor einen Wert von cosϕ = 0,61 hat. Dies liegt daran, dass DEAs zunächst mit hoher Wirkleistung, aber eher geringer Blindleistungsproduktion arbeiten, wie es üblich ist. Daher ist die vom Übertragungssystem gesehene Wirkleistung im Vergleich zum Blindleistungsbezug stark reduziert. Dieser am ÜN-VN Kopplungspunkt gemessene Leistungsfaktor darf nicht mit dem Leistungsfaktor der einzelnen Verbraucher verwechselt werden, der etwa 0,95 beträgt.

Abbildung 3-57 zeigt den Spannungsverlauf an verschiedenen Stellen innerhalb des 400-V-Netzes. Diese Punkte sind mit den Nummern 1-8 gekennzeichnet und ihre Lage ist in den Abbildung 3-58, Abbildung 3-59, Abbildung 3-60, die Momentaufnahmen des 400-V-Netzes zu unterschiedlichen Zeiten zeigt, dargestellt.

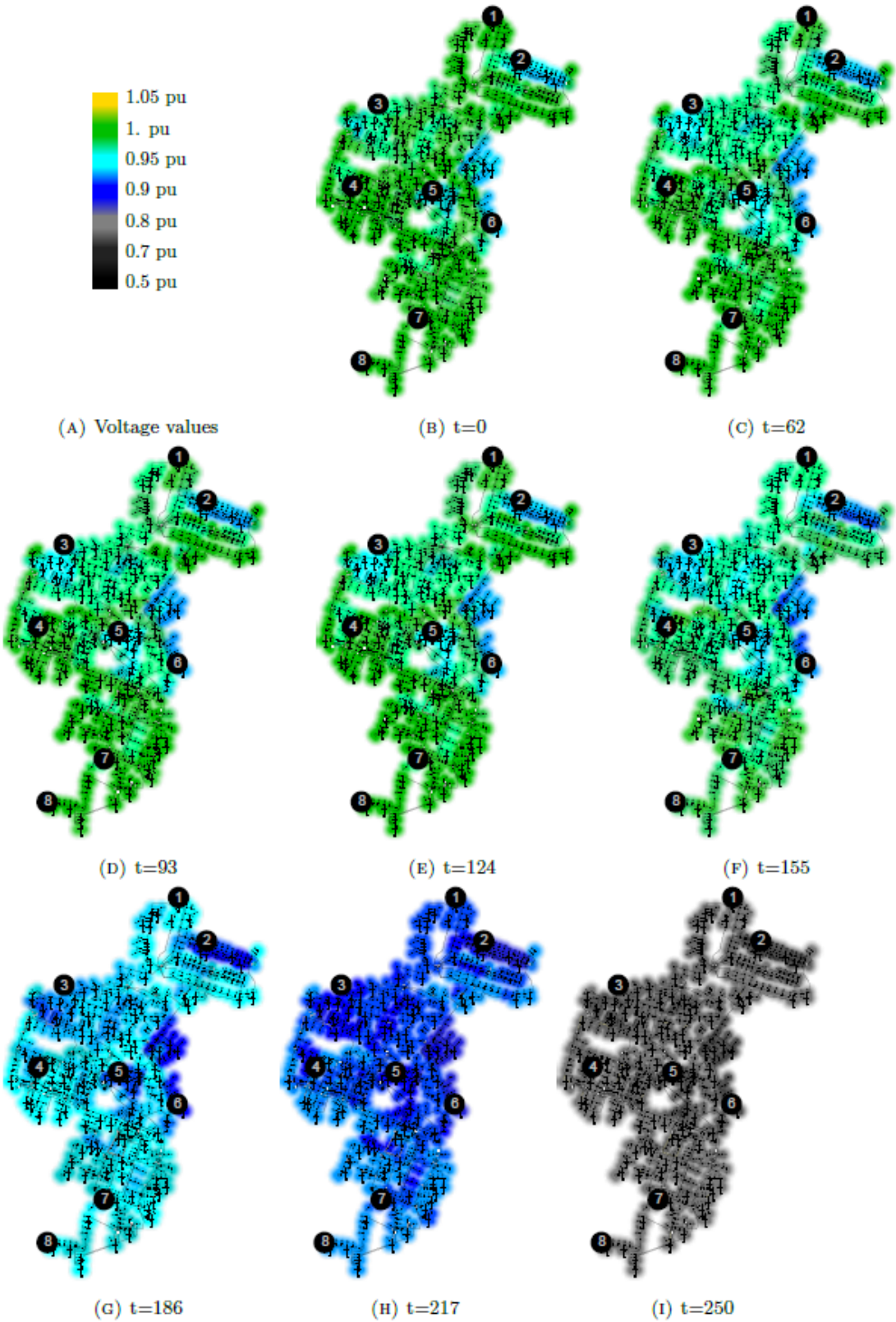


Abbildung 3-61: Spannungen innerhalb des 400-V-Netzes zu unterschiedlichen Zeiten ohne Notfallsteuerung.

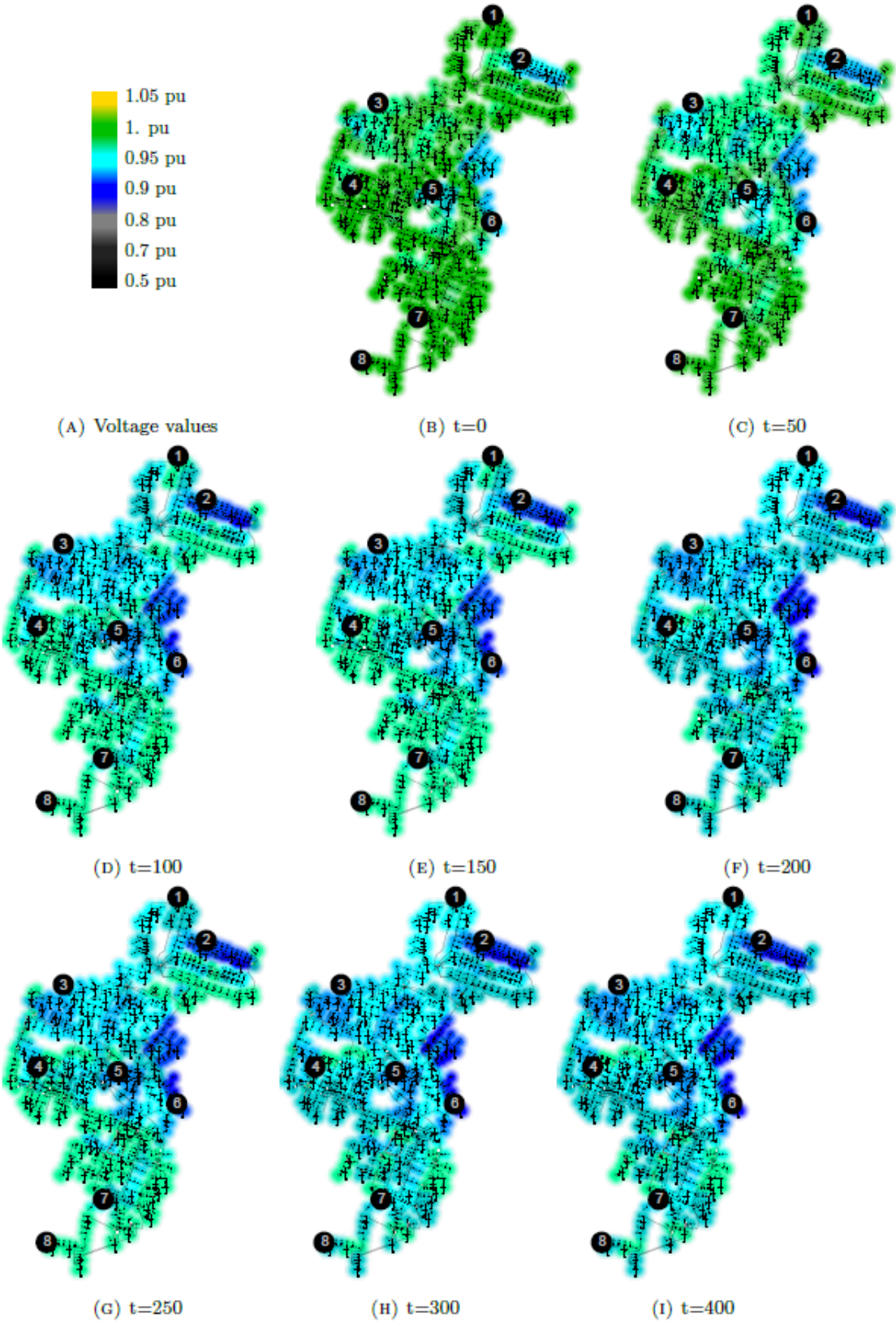


Abbildung 3-62: Spannungen innerhalb des 400-V-Nezes mit aktiver Notfallsteuerung

Abbildung 3-61 zeigt, dass ohne besondere Steuerung die Spannung im Verteilungsnetz bis ca. 155 s auf einem hohen Wert (gekennzeichnet durch grüne Farben) bleibt. Dann tritt die Instabilität auf und führt zu einem Spannungskollaps bei t = 250 s. Andererseits zeigt Abbildung 3-62 die Wirkung des Notfallreglers. Nach Erhalt des Alarms werden die Verteilungsspannungen bewusst reduziert. Werte um 0,95 p.u. werden durch hellblaue Farben gekennzeichnet. Diese Spannungsabsenkung wird trotz der Blindleistungseinspeisungen durch DGUs erreicht.

3.3.2.8.2 Schlussfolgerungen und Ausblick

Es wurde gezeigt, dass die Steuerung den Leistungsfaktor effektiv verbessern und im Notfall die Spannung im Übertragungsnetz unterstützen kann. Damit wird die Langzeit-Spannungsstabilität verbessert und die kontraproduktiven Effekte, die zu Instabilitäten führen können, werden beseitigt.

Die Einschränkungen des Steuerungsschemas in Bezug auf die Blindleistungsreserve aus Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz zum Zeitpunkt des Alarms wurden untersucht. Hier wurde gezeigt, dass die Steuerung effektiv arbeiten kann und die Spannungsstabilität verbessert, sofern der verfügbare Stellbereich für die Blindleistung nicht sehr gering ist (z.B. weniger als 8% des Gesamtlastverbrauchs für den untersuchten Fall). Aber auch in diesem Fall kann der Instabilitätsmechanismus gestoppt werden, und das Absinken der Spannung im Übertragungsnetz auf nicht akzeptable niedrige Werte wird vermieden.

Somit kann die vorgeschlagene Regelung als eine Maßnahme betrachtet werden, um die Leistungsübertragungsgrenze zwischen den Bereichen des Stromversorgungssystems zu erhöhen ohne die Systemsicherheit zu verringern.

Quellenverweise - 3.3 Toolentwicklung und Simulation

[3.3-1] D. S. Stock, Entwicklung eines flexiblen Optimierungswerkzeuges zur nichtlinearen mathematischen Mehrzieloptimierung in der Netzführung und Netzplanung. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2019. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2020.

[3.3-2] D. Mende, Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflussbeeinflussung in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Anwendung im operativen Engpassmanagement elektrischer Energieversorgungssysteme. Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2021. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2022.

[3.3-3] D. Mende, D. S. Stock, L. Hofmann, Superposition-based Modelling of Series FACTS in Nonlinear Mathematical Optimized Grid Operation, 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Online, 2020. DOI: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248819.

[3.3-4] T. Kolster, R. Krebs, S. Niessen, M. Duckheim: The contribution of distributed flexibility potentials to corrective transmission system operation for strongly renewable energy systems, Applied Energy 12.2020, https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920313428.

[3.3-5] T. Kolster, S. Niessen, M. Duckheim: Providing Distributed Flexibility for Curative Transmission System Operation Using a Scalable Robust Optimization Approach, PSCC 2022, in review.

[3.3-6] L. D. Pabon, T. Van Cutsem, “Power Factor improvement by active distribution networks during voltage emergency situations”, ELSEVIER Electric Power System Research Journal, Vol. 189, Dezember 2020.

[3.3-7] P. Aristidou, G. Valverde, T. Van Cutsem, “Contribution of distribution network control to voltage stability: A case study, "IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 1, pp. 106-116, Jan 2017.

[3.3-8] IEEE Power System Dynamic Performance Committee, “Contribution to Bulk System Control and Stability by Distributed Energy Resources connected at Distribution Network" PES-TR22, Tech. Rep., Aug. 2017.

[3.3-9] C. Vournas, M. Karystianos, “Load tap changers in emergency and preventive voltage stability control," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 492-498, Feb 2004.

[3.3-10] C. D. Vournas, A. Metsiou, M. Kotlida, V. Nikolaidis, M. Karystianos, “Comparison and combination of emergency control methods for voltage stability," in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., June 2004, pp. 1799-1804Vol.2.

[3.3-11] L. D. Pabon Ospina, “Long-term voltage stability of electric power systems hosting inverter-interfaced energy sources”, University of Kassel - Ph.D. dissertation, 2021.

[3.3-12] L.D. Pabon Ospina et.al., Poster und Video mit Demonstration der Notfallregelung im Fraunhofer IEE Online-DSA System “LI-SA-RD”, InnoSys Abschlusstreffen, 24.November 2021, Online.

3.4 Demonstratoren und Feldtests

Im Teilprojekt 5 wurden ausgewählte und im Rahmen des Projekts InnoSys 2030 entwickelte Konzepte und Tools in einer Leitwartenumgebung validiert. Dabei wurde, je nach Zielrichtung und Erfordernissen des jeweiligen Tools, zwischen dem Einsatz eines Demonstrators (AP 5.1, AP 5.2) oder eines Feldtests in der Leitwarte eines Netzbetreibers (AP 5.3, AP 5.4) unterschieden. Die Vorgehensweise war für Demonstratoren und Feldtests jeweils in die Phasen Vorbereitung (Demonstratoren: AP 5.1; Feldtests: AP 5.3) und Durchführung (Demonstratoren: AP 5.2; Feldtests: AP 5.4) gegliedert.

Die Durchführung der Untersuchungen wurde dabei in den Einsatz von Demonstratoren und Feldtests, entsprechend den nachfolgend aufgeführten Kriterien und Zielstellungen, differenziert:

- Demonstrator: Laboranordnung mit mehreren realen Komponenten (Leitsystem, Echtzeitsimulationsumgebung etc.) zur Validierung von Methoden. Dabei ist es erklärtes Ziel, die Implementierbarkeit und Problemdienlichkeit der Erweiterungen der Betriebsführungsmethoden zu validieren. Der Einsatz der Demonstratoren ermöglicht die Erprobung möglicher Eingriffe in die Prozessebene und somit die Anwendung von Closed-Loop-Methoden.
- Feldtest: Überführung von ausgewählten Konzepten und Tools in die betriebliche Leitwartenumgebung mit Zugang zu realen Prozessdaten als neuartige Tools der Systemführung. In den Feldtests stehen die Aspekte Robustheit, Skalierbarkeit und Praxistauglichkeit im Vordergrund. Eingriffe in die Prozesse des Netzbetriebs finden im Rahmen der Feldtests nicht statt.

Abbildung 3-63 bietet einen Überblick der im Verbundvorhaben vorgesehenen Demonstratoren und Feldtests. Dabei wurden sowohl Prozesse und Aufgaben der ÜNB als auch der VNB abgebildet. Um eine möglichst große Anzahl neuartiger Konzepte, daraus entstandene Tools und mögliche Wechselwirkungen dieser darstellen zu können, erfolgte der Einsatz von drei Demonstratoren (Kassel, Ilmenau und Dortmund) mit unterschiedlichem Design und abweichenden Zielstellungen in den einzelnen Demonstratorvorhaben. Dadurch ließen sich zusätzlich die Anforderungen an Echtzeitfähigkeit und Schnittstellennachbildung besser adressieren. Die Feldtests wurden bei zwei ÜNB unter Beteiligung eines VNB bzw. Leitsystemherstellers durchgeführt. Dazu wurde eine Auswahl an Maßnahmen in die Leitwartenumgebungen überführt und dort unter Einsatz realer Prozessdaten getestet und validiert.

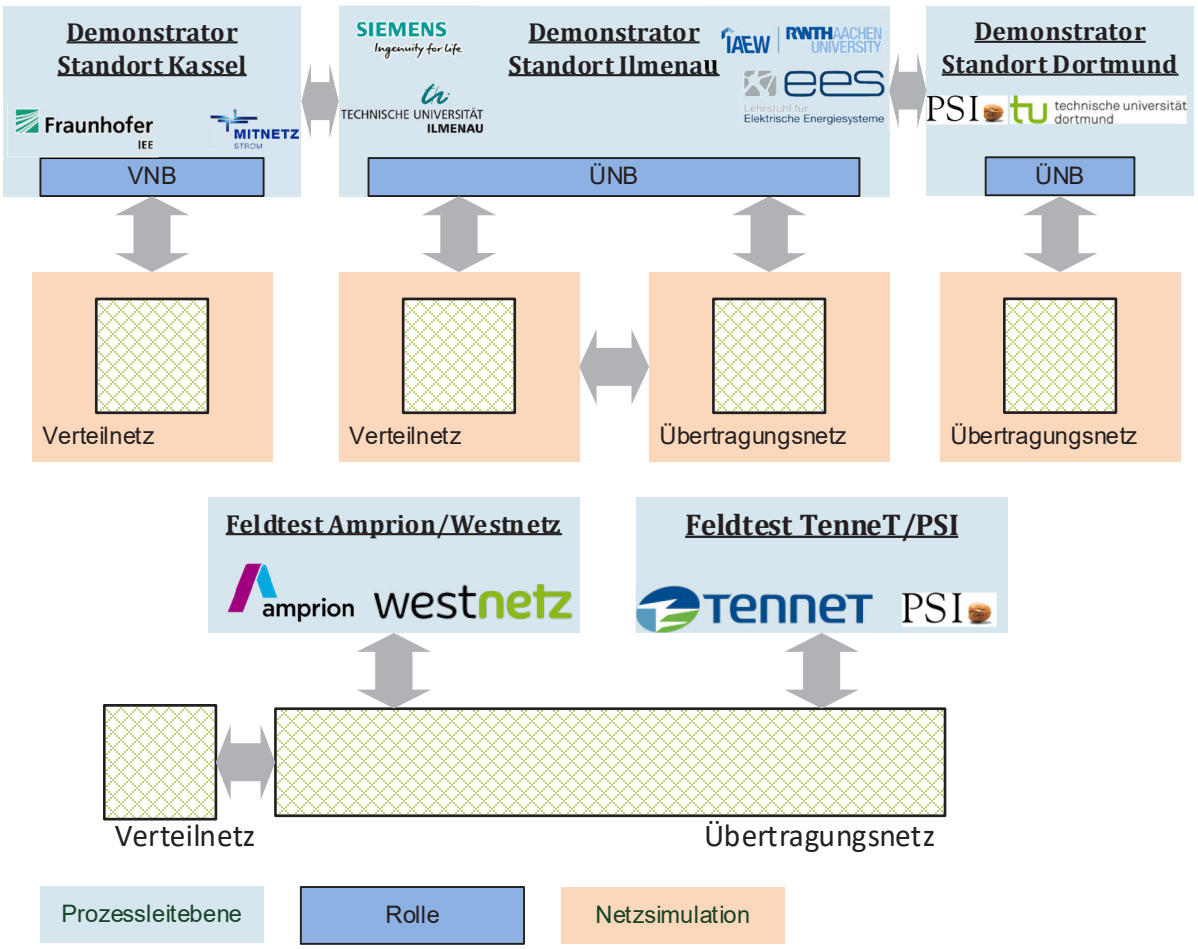


Abbildung 3-63: Konzeptuelle Darstellung der im Projekt vorhandenen Demonstratoren und Feldtests sowie die Zuordnung der partizipierenden Projektpartner

Zu den übergeordneten Zielen des Teilprojekts gehörten:

- Entwicklung eines Integrationskonzeptes zur Zuordnung der Konzepte und Tools zu Demonstratoren
- Aufbau und Erweiterung der Demonstratoren und Feldtests
- Anpassen und Umsetzen der Referenznetze
- Integration und Überführung der entwickelten Konzepte und Tools in Demonstratoren und Feldtests entsprechend Schnittstellen-Beschreibungen
- Ausarbeitung von Anwendungsfällen und Testlisten
- Durchführung der dezidierten Testfälle mit den Demonstratoren und Feldtests
- Begleitung des Real-time-Betriebs in Feldtests
- Aufarbeitung der Testdaten zur finalen Auswertung und Bewertung (TP 4)

3.4.1 Demonstratoren vorbereiten

Arbeitspaket 5.1, beteiligte Partner: AMP, TNG, MIT, IEE, IAEW, LEES, TUD, TUIL, PSI, SAG

Das Ziel von Arbeitspaket 5.1 war der Aufbau der in Abbildung 3-63 dargestellten Demonstratoren und die dazugehörige Vorbereitung der Demonstrationsvorhaben. Zur Darstellung der einzelnen Demonstrationsvorhaben wurden die in Tabelle 3.4.1-1 beschriebenen Anwendungsfälle ausgearbeitet. Entsprechend der Tabelle lassen sich die zugehörigen, für die Umsetzung verantwortlichen Partner sowie die Verortung auf den jeweiligen Demonstrator ableiten. Der technische Aufbau der einzelnen Demonstratoren ist im Folgenden näher beschrieben.

Tabelle 3.4.1-1: Auflistung und Verortung der Demonstratoranwendungsfälle

Nr.	Titel	Partner	Verortung
A1	Einstellung PST	TUIL	Ilmenau
A2	Arbeitspunktanpassung HGÜ	TUIL	Ilmenau
A3	kurative HGÜ-Anpassung	TUIL	Ilmenau
A4-1	Stellbereich VN am NVP[9] mit kurativem Abruf	TUIL	Ilmenau
A4-2	Stellbereich VN am NVP mit kurativem Abruf	IEE	Kassel
A4-3	Stellbereich VN am NVP mit kurativem Abruf	SAG	Ilmenau
A5	Präventive Flexibilitätsanzeige	IEE	Kassel
A6	Zeitsensitive Bewertung und Ausführung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen	TUD/PSI	Dortmund
A7	Prognose und Bewertung der thermischen Reserve	TUD/PSI	Dortmund
A8	Teilautomatisierung mit Systemführer	IAEW	Ilmenau
A9	Closed-Loop-Betrieb der Online-Optimierung	IAEW	Ilmenau
A10	Topologieoptimierung	IAEW	Ilmenau
A11	Eingriff in konventionelle Erzeugungsanlagen	IAEW	Ilmenau
A12	Empfehlung für HGÜ-Regler	FAU	Ilmenau
A13-1	Fest zugeordnete Netzbooster als kurative Maßnahme	TUIL	Ilmenau
A15-1	*Dynamic Security Assessment*	TUIL/SAG	Ilmenau
A15-2	Verifikation präventiver oder kurativer Maßnahmen	TUIL	Ilmenau
A16	Regelung des Leitungsfaktors am Kopplungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen mittels aktiver Verteilungsnetze in spannungskritischen Netzzuständen	IEE	Kassel

[9] Netzverknüpfungspunkt (NVP)

Nr.	Titel	Partner	Verortung
A17	Spannungshaltung im Verteilnetz bei kurativen Maßnahmen	IEE	Kassel

3.4.1.1 Demonstrator Kassel

3.4.1.1.1 Flexibilitätspotenzialbestimmung am Beispiel der MIT

Der Demonstrator wurde im Wesentlichen mit Hilfe der beeDIP-Plattform [3.4-2] entwickelt. Für die Demonstration wurde angenommen, dass es einen Engpass beim ÜNB gibt, welcher auch Engpässe im Verteilnetz (VN) hervorruft. Mit Blick auf den Engpass im VN wurde hier der Verteilnetzzustand ohne Verknüpfung zum Übertragungsnetz (ÜN) dargestellt. Im Vordergrund stand die Ermittlung und Darstellung der Wirkleistungsstellbereiche von Erzeugungsanlagen (P_{min}, P_{max}, P_{opt}) mithilfe einer multikritiellen Optimierung (IEE.NetOpt) und eine Simulation der Anpassung der Erzeugungsleistung für eine *kurative Maßnahme*. Ziel war die Unterstützung des VNB-Netzführers mit Fokus auf Handhabung, Problemdienlichkeit und Verbesserungspotentiale.

Zur Visualisierung des simulierten Netzes sowie der berechneten Flexibilitäten wurde eine Weboberfläche mit pandaplan [3.4-4] entwickelt und in die Demonstrationsumgebung in beeDIP mit folgenden Features integriert:

- Darstellung des aktuellen Netzzustands sowie der prognostizierten Netzzustände anhand von Netzgruppen
- Darstellung der Leitungsauslastung und Spannung an den Knoten (vor und nach Ausführung einer kurativen Maßnahme)
- Tabellarische Übersicht aller Ergebnisse für Netzgruppen, Netzverknüpfungspunkte und einzelne Transformatoren
- Charts zur Visualisierung des Flexibilitätsbands und Leistungsflussergebnissen

In der Leitwartenumgebung wurden neben den aktuellen und prognostizierten Netzzuständen auch die möglichen Wirkleistungs-Stellbereiche (P) der Anlagen angezeigt. Diese Stellbereiche wurden ebenfalls dem ÜNB zur Verfügung gestellt, um im Bedarfsfall einen Engpass im ÜN zu beheben. Ein solcher Engpass führte auch zu Engpässen im VN (Abbildung 3-64, linkes Bild) welche durch eine Anpassung des Arbeitspunktes im Verteilnetz nach Anforderung durch den ÜNB gelöst werden konnte. Eine Abregelung der Erzeugungsleistung an einem ausgewählten Netzverknüpfungspunkt wurde vom VNB-Netzführer gestartet und mit Hilfe des entwickelten Tools optimal umgesetzt. Der Engpass wurde damit behoben (Abbildung 3-64, Rechtes Bild). Hilfreich für den VNB-Netzführer war an dieser Stelle, dass er schnell zwischen der Darstellung des aktuellen Netzzustands und dem des prognostizierten Netzzustands nach einer möglichen Umsetzung der Maßnahme hin und herwechseln konnte.

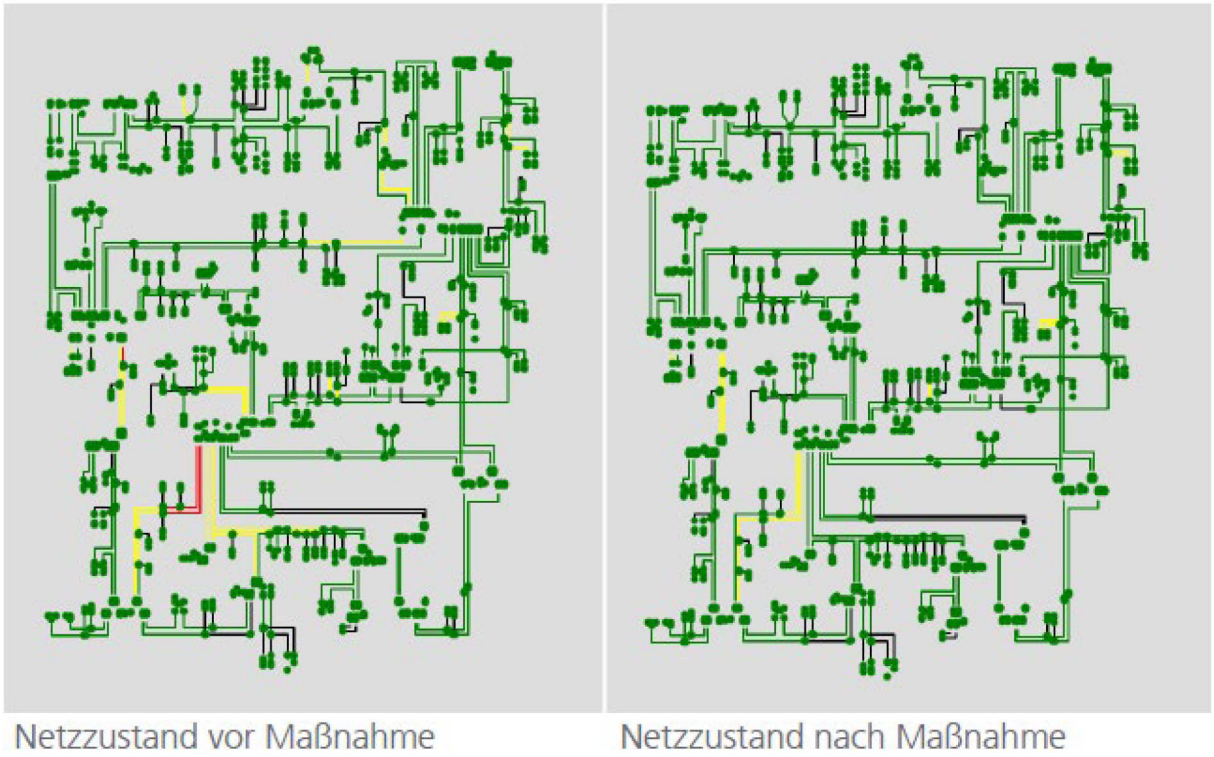


Abbildung 3-64: Netzzustand vor und nach der Maßnahme

3.4.1.1.2 Gekoppelte Co-Simulation

Abbildung 3-65 zeigt die schematische Darstellung der Umgebung; unterschiedliche Farben trennen die verschiedenen Softwarelösungen, die beim IEE und TUIL zum Einsatz kamen. Im Wesentlichen enthielt die Co-Simulation folgende Komponenten:

- Physikalische Netzsimulation, basierend auf einem Verteil- und Übertragungsnetzmodell. Die Modelle wurden an unterschiedlichen Standorten simuliert (TUIL und IEE).
- Siemens Übertragungsnetzleitwarte an der TU Ilmenau zur Überwachung des simulierten Übertragungsnetzes.
- Verteilnetzoptimierung am IEE zur Berechnung von PQ-Flexibilität am ÜN/VN-NVP (1) und Umsetzung von NVP P-Sollwerten durch Abregelung dezentraler Anlagen im Verteilnetz (2).

In der Co-Simulation wurden standardisierte Datenmodelle verwendet: IEC 60870-5-104 diente als Nachrichtenkanal für „P-Sollwerte aus der Übertragungsnetzleitwarte“ (1) und die „Kopplung der Verteil- und Übertragungsnetzsimulation“ (2). Das Common Information Model (CIM) kam beim Senden simulierter Verteilnetz(mess)daten an den Verteilnetzoptimierer (VN-OPF) zum Einsatz, der daraus ein lokales Optimierungsmodell zum Erreichen des P-Sollwertes am ÜN/VN-NVP erstellte.

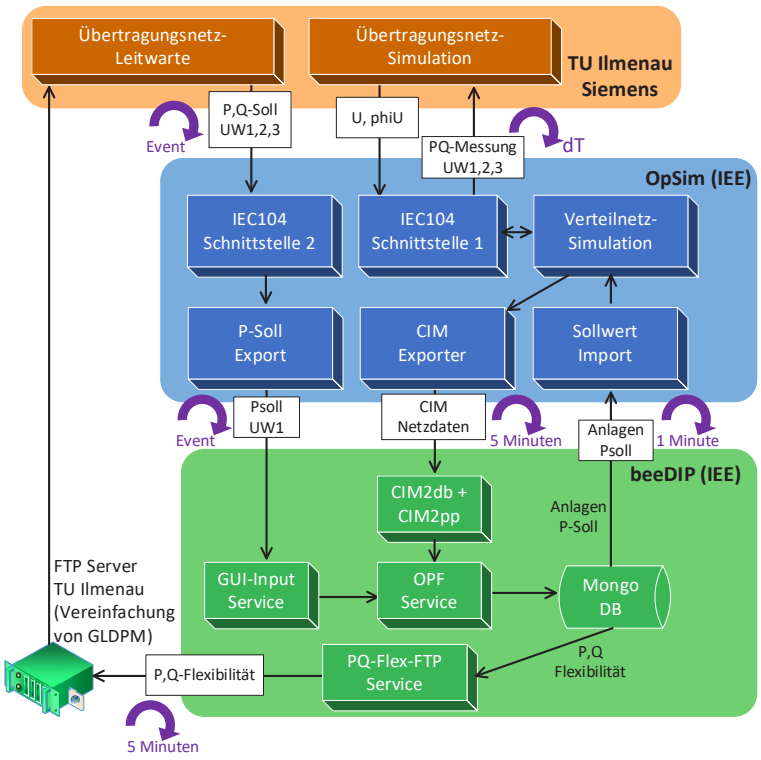


Abbildung 3-65: Schematische Darstellung der Co-Simulationsumgebung

Die lila Pfeile in Abbildung 3-65 zeigen durch welches Kriterium (eventbasiert oder zyklisch) und ggf. in welcher Periodizität ein Nachrichtenaustausch zwischen den Softwarelösungen stattfand. Die Verteilnetzsimulation erzeugte zum Beispiel alle 5 Minuten CIM-Daten für den VN-OPF. In den nächsten Unterabschnitten werden die einzelnen Komponenten der Co-Simulation vorgestellt.

Die Co-Simulationsumgebung „OpSim“ [3.4-1] wurde zur Kopplung der Software von TU Ilmenau und Siemens mit den Softwaretools am IEE eingesetzt (Abbildung 3-65). Die Kopplung beinhaltete das Empfangen von P-Sollwerten aus der ÜN-Leitwarte und den Datenaustausch zwischen Verteil- und Übertragungsnetzsimulation. Eine weitere Funktion war die Interaktion mit der beeDIP-Plattform [3.4-2], die verschiedene Services zur Datenintegration und Verteilnetzoptimierung (VN-OPF) beinhaltete.

Die Echtzeit-Netzsimulation bildete das physikalische Stromnetz nach. Durch diese Simulation konnten synthetische Messwerte generiert (z. B. für die Leitwarten oder Optimierungen) und empfangene Sollwerte umgesetzt werden (z. B. die Abregelung von Erzeugungsanlagen).

Die Partner TUIL und IEE verfügten über Netzmodelle unterschiedlicher Spannungsebenen (TUIL: 400 kV-Ebene, IEE: 110 kV-Ebene) und die Modellkopplung ermöglichte eine Spannungsebenen-übergreifende Betrachtung:

- An der TU Ilmenau wurde ein synthetisches Übertragungsnetzmodell in PSS®Sincal als 10 ms RMS-Simulation modelliert. Es wurde ein stationärer Zustand für die Initialisierung der

dynamischen Simulation verwendet. Ereignisse, wie z. B. ein Komponentenausfall, konnten während der Simulation definiert werden.

- Am Fraunhofer IEE wurde ein auf realen Daten basierendes Verteilnetzmodell im statischen Zustand (Steadystate) in der pandapower-Software [3.4-3] simuliert. Es wurden Last- und Erzeugungszeitreihen in 1-Minutenauflösung verwendet, die als Bestandteil von InnoSys 2030 erstellt wurden. Das Modell enthielt 43 regelbare dezentrale Anlagen (37 Windparks, 6 PV-Parks) die über Transformatoren mit der 110 kV-Ebene verbunden waren.

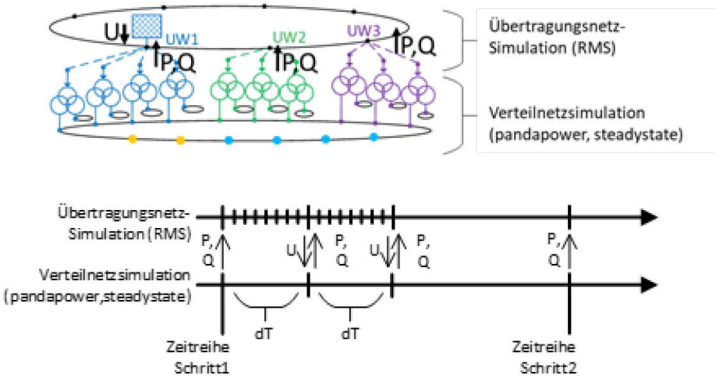


Abbildung 3-66: Zeitliche Kopplung der Verteil- und Übertragungsnetzsimulation

Die Echtzeit-Taktung und Kopplung der Netzsimulationen erfolgte über OpSim mit der „IEC104-Schnittstelle 1“ (siehe Abbildung 3-65). Der zeitliche Ablauf dieses Prozesses ist in Abbildung 3-66 dargestellt. Die Übertragungsnetzsimulation sendete dabei in festen Intervallen *dT* den Spannungsbetrag *U* an einem Knoten des ÜN/VN-NVP, der auch im Verteilnetzmodell existierte. Im Verteilnetzmodell befand sich an diesem Knoten ein Slack-Generator, der den Spannungsbetrag übernahm. Die daraus resultierende Wirk- und Blindleistung (*P,Q*) an drei Umspannwerken (UW1,2,3) wurde an die Übertragungsnetzsimulation gesendet, in der die Umspannwerke als P,Q-Lasten abgebildet waren.

Die Verteilnetzsimulation enthielt zwei weitere wichtige Features:

- Zyklisches Ausspielen simulierter Messwerte im CIM-Datenformat, ähnlich wie bei realen Verteilnetzleitwarten. Dies ist in Abbildung 3-65 als „CIM Exporter“ gekennzeichnet.
- Die Möglichkeit zur Umsetzung von Abregelungssollwerten dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz (das Ergebnis des VN-OPF). Dies ist in Abbildung 3-65 als „Sollwert-Import“ gekennzeichnet.

3.4.1.2 Demonstrator Ilmenau

Der Gesamtaufbau des Demonstrators ist in Abbildung 3-67 dargestellt. Auf Prozessleitebene findet die Leitwartenumgebung Spectrum Power 7 von Siemens Anwendung. Die Feldebene wird durch eine echtzeitfähige Prozesssimulation basierend auf PSS®SINCAL realisiert. Auf der Leitsystemebene

wurde eine Infrastruktur zur Integration von kurativen Systemführungskonzepten implementiert. Jedes Konzept ist als eigenständige höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktion (HEO) Applikation aufgebaut. Im Kern basiert jede App auf einer Corrective Security Constrained OPF (CSCOPF) Methode, die entweder verschiedene Freiheitsgrade nutzt oder verschiedene Arten von Interaktionen mit dem Operator in der Leitstelle untersucht.

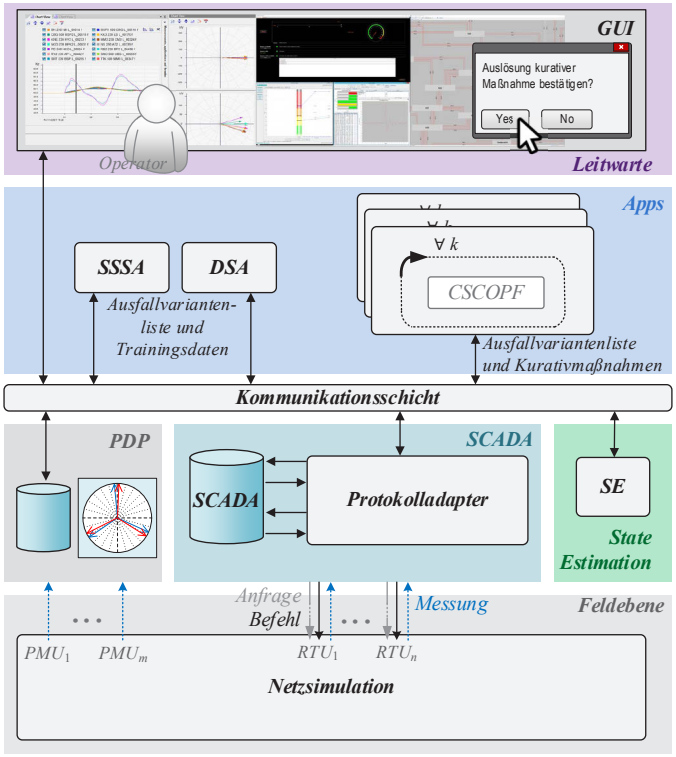


Abbildung 3-67: Konzeptionelle Darstellung des Demonstratoraufbaus an der TUIL

Um die Prozesssimulation mit der Leitwarte zu verbinden, werden standardisierte Schnittstellen verwendet und in PSS®SINCAL implementiert. Zum Einsatz kommen dabei IEC 60870-5-104 und IEEE C37.118. Dies ermöglicht die Definition von *remote terminal units* (RTU) und PMUs innerhalb der Netzsimulationssoftware mit realistischen Messwerten und protokollspezifischen Abtast- und Übertragungsraten.

Das SCADA-System verwendet standardisierte Kommunikationsschnittstellen. Entsprechend werden alle Vorgänge innerhalb des SCADA/energy management system (EMS) in der gleichen Weise durchgeführt wie im realen Betrieb. Da IEC 60870-5-104 bidirektional ist, können Befehle von der Leitstelle, z. B. das Schalten von Leistungsschaltern, an die Simulation gesendet werden und werden bei der Simulation im Zeitbereich in Echtzeit berücksichtigt. Daher wird der nächste an die Leitstelle übertragene Datensatz diese Topologieänderung berücksichtigen und damit einen konsistenten Satz neuer Messungen liefern.

Um einen Echtzeitbetrieb zu gewährleisten, wird die Berechnungsgeschwindigkeit der Zeitbereichssimulation auf die Zeit des Betriebssystems des Computers reduziert.

Der Fokus des Leitstellendemonstrators liegt auf der zukünftigen Situation im deutschen Übertragungsnetz. Daher stellt das verwendete Netzmodell ein vereinfachtes Modell dar, wie in Abbildung 3-68 aufgezeigt. Insgesamt werden 35 Umspannwerke im Übertragungsnetz modelliert, davon 23 im deutschen Übertragungsnetz und zwölf Stationen für die Interkonnektoren Deutschlands. Dabei bezieht sich das Netz auf das Jahr 2030. Hinsichtlich der kurativen Maßnahmen sind im Netzmodell entsprechende Technologien abgebildet. Wie Abbildung 3-68 zeigt, umfasst das Übertragungsnetz zwei getrennte HGÜ-Systeme, ein Drei-Terminal- und ein Punkt-zu-Punkt-System [3.4-5]. Des Weiteren sind fünf speicherbasierte Netzboosteranlagen (zwei im Norden und drei im Süden) platziert und für die Interaktion mit nachgelagerten Netzen zwei Verteilnetze modelliert. Für das Erzeugungsprofil wird eine Mischung aus konventioneller Erzeugung (Kohle, Gas und Wasserkraft) und erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik und Wind) verwendet.

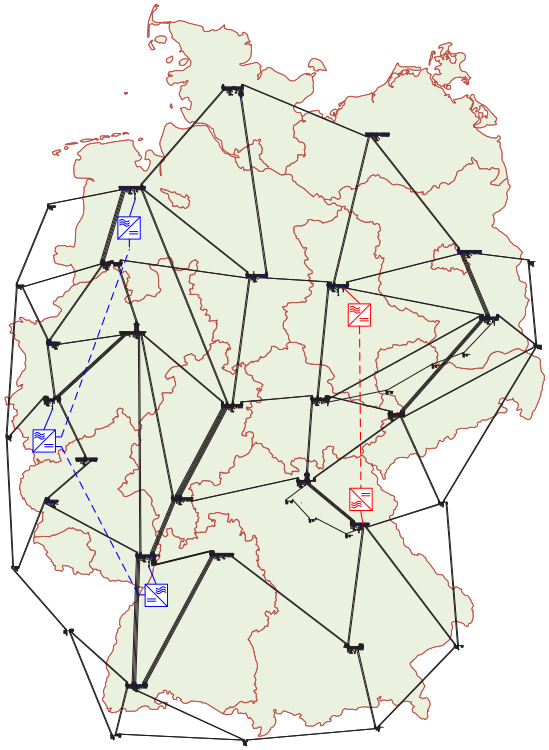


Abbildung 3-68: Im Demonstrator Ilmenau modelliertes Übertragungsnetz

Die Abbildung 3-69 zeigt einen schematischen Überblick eines deutschen Umspannwerks im Prozessmodell. Entsprechend der Abbildung werden die Stationen in Deutschland mit zwei Sammelschienen und mehreren Feldern modelliert, an denen die Leitungen, Lasten und Generatoren angeschlossen sind. Jedes Feld ist mit zwei Isolatoren und einem Leistungsschalter ausgestattet. Die Spannungshöhe an der Sammelschiene wird gemessen und an das EMS übertragen. An jedem

Schaltfeld werden die Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie der Strom über den Leistungsschalter gemessen und übertragen. Zusätzlich werden die Zustände der Leistungsschalter sowie der Trenner übertragen, um im EMS zu erkennen, ob eine Topologieänderung aufgetreten ist. Die Leistungsschalter und Trenner sind außerdem mit einer Befehlsschnittstelle ausgestattet, die eine Schaltung im EMS ermöglicht und die Simulation führt diese Befehle entsprechend in ihrer Zeitbereichssimulation aus.

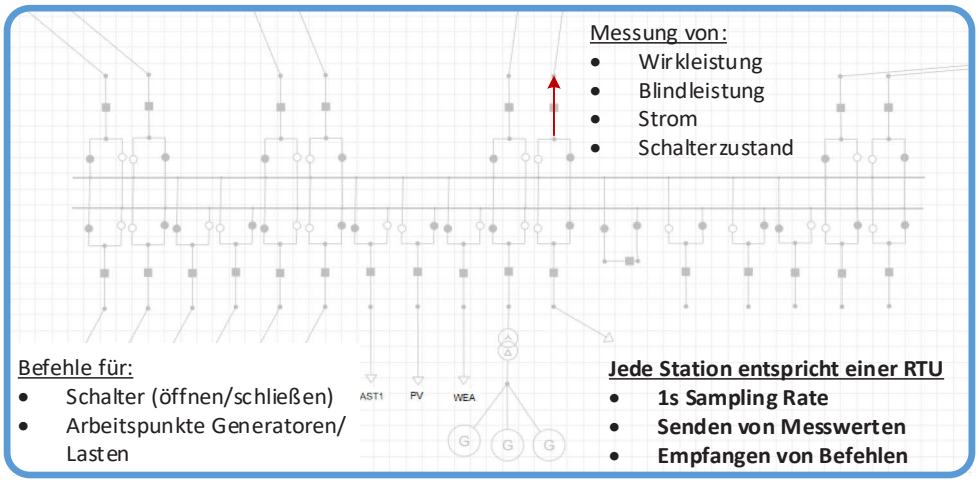


Abbildung 3-69: Schematischer Überblick eines Umspannwerks, modelliert als RTU

Jedes Umspannwerk ist als einzelne RTU modelliert. Daher kommuniziert das SCADA-System mit jeder RTU über einen separaten Kommunikationspfad. Wie in Abbildung 3-69 dargestellt, hat die RTU eine Abtastrate von 1 s. Die Zeitbereichssimulation läuft mit einer Schrittweite von 10 ms und überträgt den aktuellen Wert der Messung jede Sekunde über die Kommunikationsschnittstelle. Da die Zeitbereichssimulation mit einem festen Zeitschritt abläuft und die Kommunikation, insbesondere über IEC 60870-5-104, asynchron erfolgt, ist eine interne Speicherung in der Kommunikationsschnittstelle erforderlich. Daher können die Befehle vom SCADA-System/EMS zu jedem beliebigen Zeitpunkt gesendet und später in der Simulation verarbeitet werden. Dieses Prinzip ist in Abbildung 3-70 dargestellt. Der untere Teil der Abbildung zeigt den Simulator und die Kommunikationsschnittstelle in der Mitte, ergänzt um eine Zeitleiste. Jede Sekunde sendet der Simulator die Messwerte an die Schnittstelle und empfängt die neuesten Befehle. Die Schnittstelle kommuniziert die Messwerte direkt über IEC 60870-5-104. Das EMS kann zu jeder Zeit Befehle an die Schnittstelle senden. Die Schnittstelle speichert die letzten Befehle und die Simulation holt sich diese Befehle in ihrem nächsten Zyklus und führt sie aus. Im ungünstigsten Fall kann dies zu einer Zeitverzögerung zwischen dem Senden eines Befehls im EMS und der Ausführung in der Simulation in Höhe der Abtastrate führen.

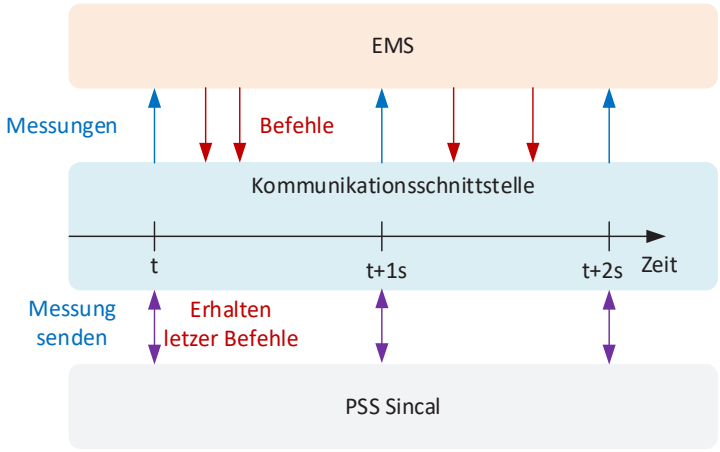


Abbildung 3-70: Prinzip der asynchronen Kommunikationsschnittstelle

Die bereits beschriebene Kopplung zwischen den Demonstratoren in Kassel und Ilmenau wurde über eine IEC 60870-5-104 Verbindung realisiert. Dabei erfolgt der Datenaustausch analog zu dem zwischen Simulation und Leitsystem. Die Verwendung des standardisierten Protokolls hat hier einerseits die standortübergreifende Verbindung ermöglicht sowie unter Beweis gestellt, dass die Protokolle für eine derartige Simulationskopplung verwendet werden können.

3.4.1.3 Demonstrator Dortmund

Im Fokus des Demonstrationsvorhabens zwischen der TUD und der PSI standen die Konzeption eines Online-Prognosetools zur Bestimmung der thermischen Reserve einer Freileitung sowie die Bestimmung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen unter Berücksichtigung des thermischen Zeitverhaltens der Freileitung. Die Methode zur Bestimmung der kurativen Ad-hoc-Maßnahmen wird im Kapitel Stationäre Simulation beschrieben. Um die Implementierbarkeit und Problemdienlichkeit dieser neu entwickelten Tools zu validieren, wurden diese in einer Leitsystemumgebung implementiert und getestet. Der Gesamtaufbau des Demonstrators wird im Folgenden anhand der Abbildung 3-71 erläutert. Im rechten Teil der Übersichtsskizze befindet sich das Leitsystem (PSIcontrol), in welchem die Prozesskette zur Bestimmung kurativer Ad-hoc-Maßnahmen, sowie das Verfahren zur Prognose der thermischen Reserve implementiert sind. Im linken Teil der Übersichtsskizze ist der Prozessemulator dargestellt, welcher die Aufgabe hat, einen dynamisch veränderlichen Systemzustand zu emulieren und somit zyklisch das Leitsystem mit aktualisierten Prozessdaten zu versorgen. Der Prozessemulator und die Leitsystemumgebung sind über ein IP-Netzwerk verbunden und kommunizieren über das IEC 60870-5-104-Fernwirkprotokoll miteinander. Die Prozesswerte dienen hierbei als Eingangsdaten für die implementierte Prozesskette im Leitsystem. Dadurch ist es möglich, auf Basis des aktuellen Netzzustandes aus einer vorherigen Netzzustandsschätzung, zunächst eine temporäre Höherauslastung zu detektieren, die *thermische Reserve* zu ermitteln und anschließend geeignete Ad-hoc-Maßnahmen zu identifizieren. Des Weiteren können die übertragenen Prozesswerte in zwei Datenklassen unterschieden werden: Wetterdaten (Umgebungstemperatur,

Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung) und elektrische Größen (z. B. Ströme, Knotenspannungen und Wirk-/Blindleistungsflüsse).

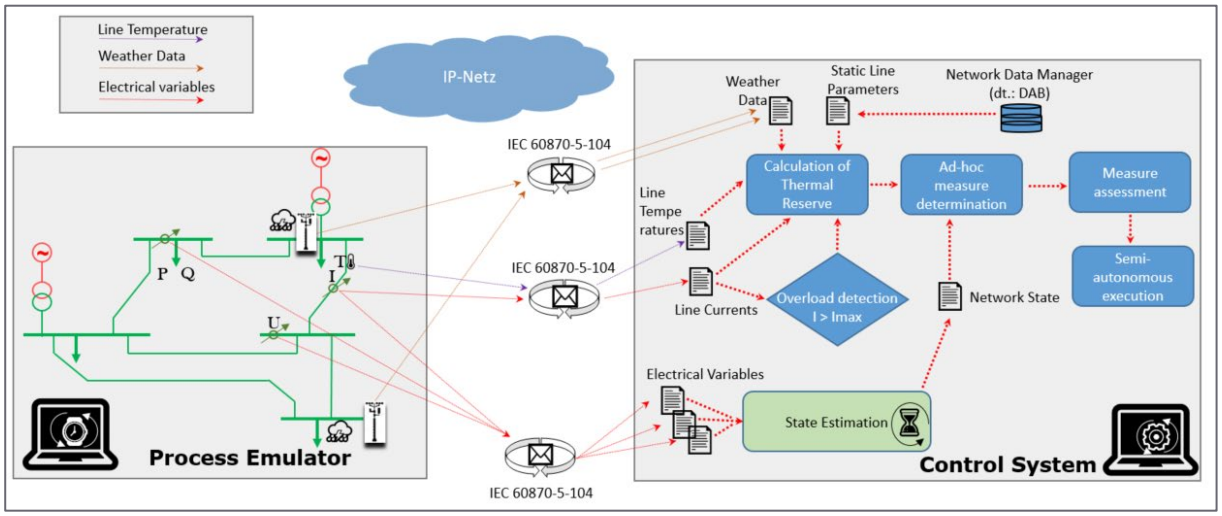


Abbildung 3-71: Übersicht der Demonstrationsumgebung in Dortmund

Der Prozessemulator sendet emulierte Messwerte für die relevanten elektrischen Größen an das Leitsystem. Die Prozessemulation ist so vorkonfiguriert, dass ein Netzzustand mit einer Belastung größer der Dauerstrombelastbarkeit eintritt. Die aktuellen Messwerte für die Leitungsströme werden zyklisch analysiert und dienen als Indikator einer thermischen Höherauslastung. Wird eine thermische Höherauslastung auf einer Leitung detektiert, so wird das von der Online-Prognose ermittelte Zeitfenster bzw. die prognostizierte *thermische Reserve* genutzt, um kurative Ad-hoc-Maßnahmen zu bestimmen. Für die Prognose der thermischen Reserve dienen dynamisch veränderliche Wetterdaten aus der Prozessemulation und statische Leitungsparameter, welche in der Datenaufbereitung (DAB) des Leitsystems gepflegt werden.

Hinsichtlich der Wetterdaten werden einige vereinfachende Annahmen getroffen. Hierbei wird ein Übertragungsnetz konzipiert, welches in eine nördliche und südliche Netzgruppe unterteilt wurde. Um den Einfluss von sich ändernden Witterungsbedingungen auf die Bestimmung der thermischen Reserve zu analysieren, werden in der nördlichen Netzgruppe typische Wetterdaten für eine winterliche Jahreszeit und in der südlichen Netzgruppe für eine sommerliche Jahreszeit angenommen. Die Wetterdaten für die beiden Netzgruppen werden ebenso wie die elektrischen Größen zyklisch über das IEC 60870-5-104 Protokoll an das Leitsystem übermittelt.

3.4.2 Demonstration

Arbeitspaket 5.2, beteiligte Partner: AMP, TNG, MIT, IEE, IAEW, LEES, TUD, TUIL, PSI, SAG

Aus den Gesamtergebnissen der Demonstration lassen sich die folgenden vier Kernaussagen für den kurativen Systembetrieb ableiten:

1. Kurative Systemführung ist unter entsprechender Würdigung von Zeit, Ressourcen, Robustheit und Erprobung prototypisch umsetzbar.
2. Der Mithörbetrieb sowohl in Echtzeit als auch in der Betriebsplanung ist ein geeignetes Werkzeug, um die kurative Systemführung vorzubereiten.
3. Vom Systemführer wird ein neuartiges Verständnis für die Komplexität der Kurativmaßnahmen erfordert. Unterstützungswerkzeuge und Schulungsmaßnahmen müssen dafür konzipiert werden.
4. Die Einbettung in den InnoSys-Systemführungsprozess und damit die Berücksichtigung der Wechselwirkung zwischen Betriebsplanung und Echtzeit sowie die Koordination zwischen den Netzbetreibern sind Aspekte, die stärker berücksichtigt werden müssen.

Ausgewählte Ergebnisse aus den einzelnen Standorten sind im Folgenden näher beschrieben.

3.4.2.1 Demonstration Kassel

3.4.2.1.1 Flexibilitätspotenzialbestimmung am Beispiel der MIT

In diesem Demonstrator wurde mithilfe der entwickelten Tools des Fraunhofer IEE im zuvor bereitgestellten Verteilnetzmodell der MIT das verfügbare Wirkleistungs-Flexibilitätspotential (P_{min} und P_{max}) des Verteilnetzes, welches dem ÜNB zur Beseitigung eines Engpasses in seinem Netz zur Verfügung gestellt werden kann, in einer Leitwartenumgebung ermittelt. Fokus der Demonstration war es, das prognostizierte Potential, die Umsetzung der Maßnahme und die Einhaltung der Netzsicherheit durch einen VNB-Netzführer zu bewerten, sodass eine Einschätzung der entwickelten Tools hinsichtlich Problemdienlichkeit und Anwendbarkeit getroffen werden kann. Im Folgenden wird auf die Bewertung der Prognosen, die Anweisung sowie die darauffolgende Umsetzung der kurativen Maßnahme im Verteilnetz eingegangen.

3.4.2.1.1.1 Prognosen

Genutzt wurde eine Zeitreihe vom 24.05.2020. Auf Grundlage des am betrachteten Tag vorherrschenden Netzzustandes wurde das Stellpotential der einzelnen Einspeiseanlagen und das daraus resultierende gesamte Wirkleistungs-Flexibilitätspotential für einen Zeitraum von mehreren Stunden prognostiziert. Der Abgleich mit den originalen Werten des ausgewählten Tages ergab, dass die prognostizierten Werte plausibel sind. Darüber hinaus war die Darstellung des Flexibilitätsbandes zwischen P_{min} und P_{max} der prognostizierten Werte verständlich und es konnte der Netzzustand für jede mögliche Prognose angezeigt werden.

3.4.2.1.1.2 Durchführung Abruf

Im nächsten Schritt nahm man an, dass eine der prognostizierten Zeiten erreicht ist und ein Engpass im Übertragungsnetz eingetreten sowie die Anforderung des ÜNB zum Abruf der bereitgestellten Flexibilität an den VNB übermittelt worden ist. Es wurde dabei angefordert, an einem ausgewählten Transformator, welcher den Netzverknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetz bildet, die Wirkleistung (P) von 328 MW auf 200 MW abzuregeln bzw. zu reduzieren. Die nachfolgende

Folgende Fragen wurden vor Start der Maßnahmenumsetzung an den VNB-Netzführer gestellt:

- Lässt der vorherrschende Zustand des Verteilnetzes die Umsetzung der Maßnahme zu?
    - Antwort: Ja
- Habe ich Vertrauen, die Maßnahme anzuweisen?
    - Antwort: Werte erscheinen weitestgehend plausibel, Vertrauen ist daher da
- Habe ich alle Infos, um sie anzuweisen?
    - Antwort: Für dieses Beispiel zutreffend

3.4.2.1.1.3 Umsetzung Maßnahme und Zustand danach

Nachdem die Umsetzung der Maßnahme bestätigt wurde, startete die Anpassung der Arbeitspunkte der Anlagen, um die geforderte Wirkleistung am ausgewählten Transformator einzustellen. Ein Blick auf den daraus resultierenden Netzzustand im Verteilnetz zeigte, dass keine Engpässe durch Umsetzung der Maßnahme im Verteilnetz entstanden sind.

Nach Auswertung des Vorgangs mit dem Netzführer ergaben sich folgende Hinweise und Anpassungsvorschläge:

- Die Maßnahme läuft automatisch durch und auch die Ermittlung des Stellpotentials wird automatisch mithilfe des Tools durchgeführt, sodass der VNB-Netzführer die einzelnen Berechnungsschritte nur schwer nachvollziehen kann. Aus diesem Grund ist ein großes Vertrauen in die Arbeit der Automatisierungstools notwendig, welches durch intensiven Schulungsaufwand vermittelt werden muss. Das darf dennoch nicht dazu führen, dass den Berechnungen und der Umsetzung blind Folge geleistet werden muss. Der Netzführer benötigt die Möglichkeit, Prognosen im Vorfeld durch Simulationen oder entsprechende HEO-Rechnungen kontrollieren zu können. Auch ein Eingriff in die automatisierte Maßnahmenumsetzung muss im Notfall gegeben sein.
- Positiv hervorzuheben ist, dass die Darstellung des prognostizierten Netzzustands vor und nach Arbeitspunktanpassung für alle Zeitpunkte direkt umschaltbar ist. Es ist sehr hilfreich und empfehlenswert, dass man relativ schnell um Zeitpunkte vorspringen und sich zukünftige Zustände anzeigen lassen und abgleichen kann. Die Tabellen mit Einzelwerten sind nicht so aussagekräftig wie die eingefärbten Karten und Diagramme.
- Dieses Tool sollte aber lieber nicht im Leitsystem direkt implementiert werden, da dies die Performance beeinträchtigen kann, sondern vorzugsweise als paralleles Prognosetool in Um- bzw. gekoppelten Systemen.
- Die Darstellung der Leitungsdaten (Auslastung usw.), wenn man über die Leitung fährt, ist sehr positiv zu erwähnen.
- Die angepassten Anlagen sind jedoch nur zum Teil plausibel. Es werden Anlagen abgeregelt, die nicht zwangsläufig in ihrer Einspeisung reduziert werden müssten, da sie u. a. sogar in anderen Netzgruppen liegen. Darüber hinaus wurden Arbeitspunkte von Anlagen in Summe

von ca. 600 MW im Verteilnetz angepasst, um eine Wirkleistung am Transformator um 128 MW zu reduzieren. Hier sollte der Algorithmus noch einmal optimiert werden, um Arbeitspunktanpassungen effizienter und damit mit einer höheren Sensitivität auf den Netzverknüpfungspunkt zu gestalten.

3.4.2.1.2 Gekoppelte Simulation

Im zweiten Simulationstest wurde ermittelt, ob vier P-Sollwertvorgaben aus der Übertragungsnetz-leitwarte im Verteilnetz umgesetzt werden können und am ÜN/VN-NVP sichtbar sind. Der Test wurde am 11. November 2021 durchgeführt und dauerte 55 Minuten. Abbildung 3-72 illustriert die Ergebnisse.

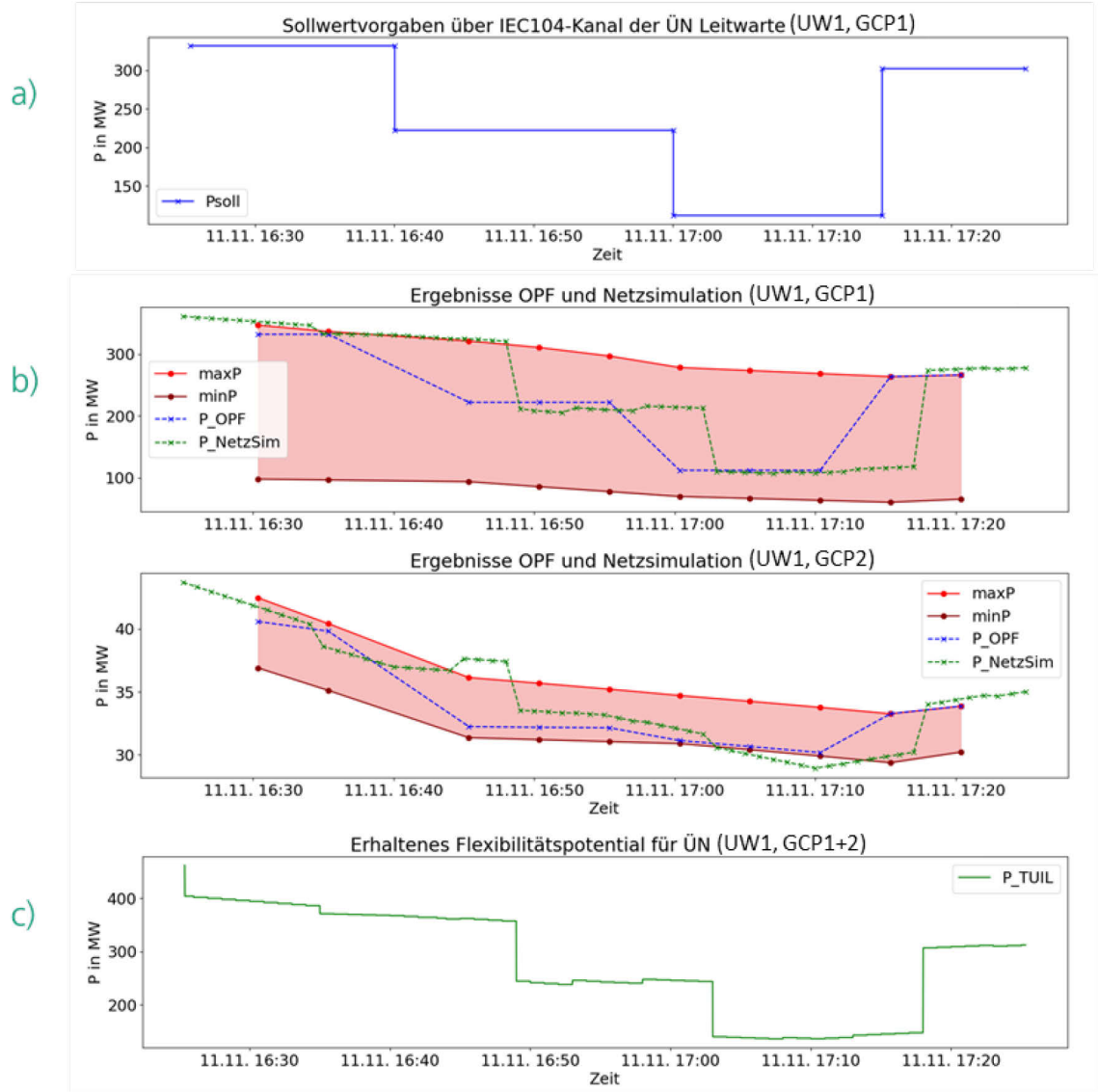


Abbildung 3-72: Simulierter Abruf von P-Flexibilität aus den Perspektiven (a) der Übertragungsnetzleitwarte, (b) der Verteilnetzoptimierung/Simulation und (c) der Übertragungsnetzsimulation

Das HöS/HS-Umspannwerk UW1 wurde als ÜN/VN-NVP gewählt. Dieses Umspannwerk bestand aus vier Dreiwicklungstransformatoren, welche in zwei „Grid Connection Points“ (GCP, bzw. GCP1 und 2) aufgeteilt waren mit jeweils zwei Transformatoren pro GCP. Der VN-OPF in beeDIP war darauf ausgelegt, den Wirkleistungsfluss in GCP1 zu optimieren, wobei dies in zukünftigen Projekten auf mehreren GCP gleichzeitig angewendet werden kann.

Abbildung 3-72 (a) zeigt vier P-Sollwerte die aus der Übertragungsnetzleitwarte gesendet wurden (positives Vorzeichen bedeutet Rückspeisung in das Übertragungsnetz, durch die Vielzahl dezentraler Anlagen im 110 kV Verteilnetz):

- 16:26 P-Sollwert = 330 MW
- 16:40 P-Sollwert = 220 MW
- 17:00 P-Sollwert = 110 MW
- 17:15 P-Sollwert = 300 MW

In diesem Szenario reduzierte die ÜN-Leitwarte die Rückspeisung aus dem Verteilnetz schrittweise, bis die Reduktion um 17:15 wieder aufgehoben wurde. Abbildung 3-72 (b) zeigt die Ergebnisse der Verteilnetzoptimierung (P_OPF, maxP, minP) und die daraus resultierenden Leistungsflüsse in der Verteilnetzsimulation (P_Netzsim) an UW1. In der GCP1-Grafik ist sichtbar, dass der VN-OPF nach bis zu 5 Minuten auf die P-Sollwerte reagierte. Für diese Verzögerung gab es zwei Gründe:

- Der VN-OPF rechnete nur alle 5 Minuten, als neue CIM-Netzdaten aus der Verteilnetz-simulation verfügbar waren. Die Vorgabe des P-Sollwerts erfolgte losgelöst davon.
- Die interne Rechenzeit des VN-OPF betrug 1-3 Minuten.

Zwei Beispiele sollen diesen Prozess verdeutlichen: Der erste P-Sollwert 330 MW von 16:26 wurde um 16:30 durch den VN-OPF umgesetzt („P_OPF“-Linie in GCP1-Grafik in Abbildung 3-72 (b)). Als der vierte P-Sollwert 300 MW um 17:15 durch die Übertragungsnetzleitwarte versendet wurde, stand der VN-OPF kurz vor dem nächsten Rechenschritt und konnte nach ca. einer Minute das Verteilnetz optimieren. Allerdings war zu diesem Zeitpunkt weniger P-Flexibilität am NVP verfügbar („maxP“ in Abbildung 3-72 (b)), weshalb nur 270 MW anstatt 300 MW an UW1 GCP1 erreicht werden konnte.

Die Verteilnetzsimulation konnte die optimierten Abregelungswerte für dezentrale Anlagen nach ca. zwei Minuten übernehmen, wie man an der Linie „P_Netzsim“ in Abbildung 3-72 (b) erkennen kann (die Linie liegt zwei Minuten hinter „P_OPF“). Diese Zeitverzögerung kann wie folgt erklärt werden: Ergebnisse des VN-OPF wurden jede Minute durch den „Sollwert-Import“ Service aus einer Datenbank abgefragt (siehe Abbildung 3-65) und in der Verteilnetzsimulation erst eine Minute später umgesetzt, weil die Simulation den Sollwert der letzten Minute verwendete.

Abbildung 3-72 (c) zeigt die Wirkleistung, die in der Übertragungsnetzsimulation über Umspannwerk UW1 aus dem Verteilnetz eingespeist wurde. Die Grafik visualisiert die summierte Wirkleistung über

GCP1 und GCP2, also die Summe der zwei Zeitreihen „P_Netzsim“ an GCP1 und GCP2 aus Abbildung 3-72 (b). Im Vergleich zu Abbildung 3-72 (b) sind die Verläufe schärfer, weil die Übertragungsnetzsimulation im Subsekundentakt mit den letzten bekannten P,Q-Werten aus der Verteilnetzsimulation rechnete. Hiermit wurde die Simulationskette geschlossen und nachgewiesen, dass eine P-Sollwert-Vorgabe aus der Übertragungsnetzleitwarte durch das Verteilnetz (Optimierung und Simulation) übernommen und zeitlich verzögert umgesetzt wurde. Der Effekt war auch im Übertragungsnetzmodell sichtbar.

3.4.2.2 Demonstration Ilmenau

Fokus der Untersuchungen der TUIL am Demonstrator lag auf der Interaktion von ÜNB-Systemführern mit Applikationen der kurativen Systemführung in einer Leitwartenumgebung. Hierzu wurde im August 2021 ein einwöchiger Expertentest mit Systemführer*Innen von AMP, TNG und TTG durchgeführt. Im Rahmen des Expertentests war es die Aufgabe aller Systemführer*Innen, einen strombasierten Engpass mithilfe des kurativen Einsatzes von HGÜ, konventionellem Kraftwerkseinsatz und Netzboostern zu lösen. Um ihre Interaktion zu bewerten, wurde ihr Handeln parallel von wissenschaftlichen Mitarbeitern der TUIL dokumentiert. Als Grundlage der Bewertung findet die Methode der Standardized Plant Analysis Risk Human Reliability Assessment (SPAR-H) Anwendung. Diese stammt ursprünglich aus der Bewertung von sicherheitsrelevanten Arbeitsabläufen und basiert auf der Quantifizierung des sog. menschlichen Fehlerpotenzials[10] (HEP; engl. human error potential). Die abschließenden Bewertungen sind entsprechend im dafür vorgesehenen Rahmen zu betrachten. Die Systemführer*Innen wurden für die Versuche vor ein für sie unbekanntes Netzleitsystem gesetzt mit der Aufgabe, Engpässe in einem für sie unbekannten Übertragungsnetz zu kurieren. Die so erhobenen Daten spiegeln dementsprechend nicht die tatsächliche Leistung der Systemführer*Innen wider, die sie an ihren gewohnten Arbeitsstätten erbringen. Da die Grundvoraussetzungen für alle Teilnehmer gleich waren, ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse entsprechend gegeben.

Tabelle 3.4.2-1 zeigt die zusammenfassenden HEPs aller Systemführer*Innen für die Maßnahme des kurativen *Redispatches* konventioneller Kraftwerke. Da der *Redispatch* als Technologie bereits eine etablierte Maßnahme ist, wenn auch noch nicht im kurativen Kontext, ist dieser Versuch als eine Art Bezugspunkt für die anderen Maßnahmen zu verstehen. Es fällt auf, dass drei der fünf Systemführer*Innen eine Gesamt-HEP von fast 100 % erreichten. Aus den einzelnen Komponenten der Gesamtfehlerwahrscheinlichkeit ist zu beobachten, dass die größten HEPs auf den Ereignissen 3 und 5 liegen, die als Diagnose-Aufgaben eingeordnet wurden. Dies liegt zum größten Teil daran, dass einige Systemführer*Innen sich zur Inspektion der entsprechenden Maßnahme viel Zeit genommen

[10] Das menschliche Fehlerpotenzial gibt das Verhältnis von gemachten Fehlern zu möglichen Handlungen an. Schaltet ein Systemführer bspw. in einem von 100 Fällen unbeabsichtigt eine Freileitung frei, entspricht der einer HEP von 1 %. Bezogen auf ein Ereignis entspricht eine HEP von 0 % einem garantierten Erfolg, wobei eine HEP von 100 % einen garantierten Fehlschlag beschreibt.

haben aufgrund unplausibler *Redispatch*-Ergebnisse und fehlender Vertrautheit mit dem Leitwartendemonstrator bzw. dem hinterlegten Netz.

*Tabelle 3.4.2-1: HEPs für den kur. Redispatch für jedes Ereignis[11] und jede*n Systemführer*In*

Systemführer*Innen	**Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeiten (HEPs)**							**Gesamt HEP**
	Ereignis 1	**Ereignis 2**	**Ereignis 3**	**Ereignis 4**	**Ereignis 5 (*Diagnose*)**	**Ereignis 5 (*Handlung*)**	**Ereignis 6**	
*Systemführer*Innen 1*	0,10 %	0,10 %	4,00 %	0,20 %	99,01 %	0,10 %	1,00 %	99,16 %
*Systemführer*Innen 2*	0,10 %	0,10 %	10,00 %	0,40 %	10,00 %	0,10 %	1,00 %	20,38 %
*Systemführer*Innen 3*	0,05 %	0,05 %	2,00 %	0,20 %	0,50 %	0,05 %	0,50 %	3,32 %
*Systemführer*Innen 4*	0,30 %	0,30 %	99,98 %	0,30 %	10,00 %	0,30 %	10,00 %	99,98 %
*Systemführer*Innen 5*	0,05 %	0,05 %	99,50 %	0,05 %	0,50 %	0,05 %	0,50 %	99,51 %

In Tabelle 3.4.2-2: HEPs für die kurative HGÜ für jedes Ereignis (Ereignisse analog zu Redispatch konventioneller Kraftwerke) und jede*n Systemführer*InTabelle 3.4.2-2 werden die HEPs für jedes Ereignis sowie die gesamte HEP der ganzen Ereignissequenz für den kurativen HGÜ Einsatz für jede*n Systemführer*In angezeigt. Dabei ist zu bemerken, dass zwei der fünf Systemführer*Innen eine gesamte HEP von fast 100 % erreichten. Die drei anderen Systemführer*Innen erreichten HEPs von jeweils 73,9 %, 51,5 % und 38,6 %, wobei letzterer Wert der beste unter allen Proband*Innen für die Ereignissequenz der HGÜ war. Das größte Fehlerpotenzial steckt in der Diagnoseaufgabe von Ereignis 5. Der ausschlaggebende Faktor für diesen großen Wert, ist die mangelnde Erfahrung im Umgang mit der HGÜ Technologie. Im Kontrast dazu steht der Wert von Systemführer*In 4 mit 10 %, da Systemführer*In 4 als einzige*r Proband*In angab, im Umgang mit der Technologie HGÜ bereits Erfahrungen gesammelt zu haben.

*Tabelle 3.4.2-2: HEPs für die kurative HGÜ für jedes Ereignis (Ereignisse analog zu Redispatch konventioneller Kraftwerke) und jede*n Systemführer*In*

Systemführer*Innen	**Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeiten (HEPs)**							**Gesamt HEP**
	Ereignis 1	**Ereignis 2**	**Ereignis 3**	**Ereignis 4**	**Ereignis 5 (*Diagnose*)**	**Ereignis 5 (*Handlung*)**	**Ereignis 6**	
Systemführer*Innen 1	0,30 %	15,00 %	10,00 %	15,00 %	98,06 %	0,10 %	10,00 %	99,04 %

[11] Ereignis 1: Durchführung der (n-1) Berechnung; Ereignis 2: Betätigung der Maßnahmenauslösung; Ereignis 3: Inspektion der Maßnahme; Ereignis 4: Aktivierung der Maßnahme; Ereignis 5: Auslösen der Maßnahme; Ereignis 6: Überwachung der Maßnahme

*Systemführer*Innen*	Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeiten (HEPs)							Gesamt HEP
	Ereignis 1	Ereignis 2	Ereignis 3	Ereignis 4	Ereignis 5 (*Diagnose*)	Ereignis 5 (*Handlung*)	Ereignis 6	
Systemführer*Innen 2	0,30 %	0,30 %	10,00 %	0,30 %	66,89 %	0,10 %	10,00 %	73,90 %
Systemführer*Innen 3	0,10 %	0,10 %	1,00 %	0,10 %	99,02 %	0,05 %	1,00 %	99,14 %
Systemführer*Innen 4	0,30 %	15,00 %	10,00 %	0,30 %	10,00 %	0,30 %	10,00 %	38,61 %
Systemführer*Innen 5	0,30 %	15,00 %	20,00 %	0,30 %	20,00 %	0,30 %	10,00 %	51,52 %

Mit den Bewertungen der Fehlerevaluationskriterien für alle Fehlerereignisse können die Fehlerwahrscheinlichkeiten mit den entsprechenden Arbeitsblättern der SPAR-H Methode berechnet werden. In Tabelle 3.4.2-3 werden die HEPs für jedes Ereignis sowie die gesamte HEP der ganzen Ereignissequenz beim Einsatz des kurativen Netzboosters für jede*n Systemführer*In eingetragen.

*Tabelle 3.4.2-3: HEPs für den kurativen Netzbooster für jedes Ereignis[12] und jede*n Systemführer*In*

*Systemführer*Innen*	Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeiten (HEPs)										Gesamt HEP
	Ereig. 1	Ereig. 2	Ereig. 3	Ereig. 4	Ereig. 5 (*Diagn.*)	Ereig. 5 (*Handl.*)	Ereig. 6	Ereig. 7	Ereig. 8	Ereig. 9	
Systemführer*Innen 1	0,3 %	15,0 %	10,0 %	15,0 %	83,3 %	0,3 %	83,3 %	0,3 %	83,3 %	0,3 %	99,7 %
Systemführer*Innen 2	0,3 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	98,0 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	100,0 %
Systemführer*Innen 3	0,3 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	98,0 %	15,0 %	83,3 %	30,0 %	83,3 %	15,0 %	100,0 %
Systemführer*Innen 4	0,3 %	15,0 %	100 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	10,0 %	0,3 %	10,0 %	0,3 %	100,0 %
Systemführer*Innen 5	0,3 %	15,0 %	99,5 %	15,0 %	83,3 %	15,0 %	10,0 %	0,3 %	10,0 %	0,3 %	100,0 %

Aus den Ergebnissen in Tabelle 3.4.2-3 wird ersichtlich, dass alle Versuchsteilnehmer*Innen während der Durchführung der Tests beim kurativen Einsatz des Netzboosters eine Fehlerwahrscheinlichkeit von 100 % bzw. nahezu 100 % (siehe Systemführer*In 1) erreichten. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass keine*r der Systemführer*Innen Erfahrung hinsichtlich der Ausführung von Aufgaben rund um den Netzbooster hat und dieses Schulungswissen in die Bewertungsmatrix der SPAR-H

[12] Ereignis 1: Durchführung der (n-1) Berechnung; Ereignis 2: Betätigung der Maßnahmenauslösung; Ereignis 3: Inspektion der Maßnahme; Ereignis 4: Aktivierung der Maßnahme; Ereignis 5: Auslösen der Maßnahme; Ereignis 6: Überwachung der Maßnahme; Ereignis 7: Auslösung der Ablösemaßnahme; Ereignis 8: Überwachung der Ablösemaßnahme; Ereignis 9: Ausschaltung der Netzboosteranlage

Methode mit einfließt. Das Fehlen der entsprechenden dienstlich definierten Prozesse und Handlungsabläufe zeigt sich sehr deutlich in Ereignis 3, Inspektion der Netzbooster- und Ablösemaßnahme, und Ereignis 5, Auslösung der Netzboostermaßnahme. Darüber hinaus weisen Ereignis 2, Berechnung der Netzbooster- und Ablösemaßnahme, und Ereignis 4, Aktivierung der Netzbooster- und Ablösemaßnahme, eine große menschliche Fehlerwahrscheinlichkeit von 60 % auf.

Trotz der überwiegend hohen Fehlerpotenziale, die sich für die Systemführer*Innen ergeben haben, kann daraus keine finale Aussage über die Praxistauglichkeit der kurativen Systemführung abgeleitet werden. Vielmehr wurde durch die Untersuchungen ersichtlich, dass es einen deutlichen Handlungsbedarf in der Schulung der Systemführer*Innen im Umgang mit den kurativen Konzepten und Werkzeugen gibt. Des Weiteren muss die Integration von Prozessautomatismen näher beleuchtet werden. Insbesondere das Ereignis der Inspektion und Aktivierung von Kurativmaßnahmen birgt ein deutliches Fehlerpotenzial, welchem durch automatisierte Prozesse begegnet werden kann.

3.4.2.3 Demonstration Dortmund

Für die Demonstrationsdurchführung zwischen der TUD und der PSI wurden im Leitsystem Übersichts- und Bediendialoge implementiert. Diese sollen dem Systemführer ermöglichen, einen kompakten Überblick über die Netztopologie, Leitungsauslastungen und Wetterdaten im laufenden Betrieb zu erhalten. Des Weiteren soll es dem Systemführer ermöglicht werden, im gestörten Netzbetrieb die *thermische Reserve* zusammen mit den kurativen Maßnahmen einzusehen und zusätzlich manuell *kurative Maßnahmen* zu aktivieren.

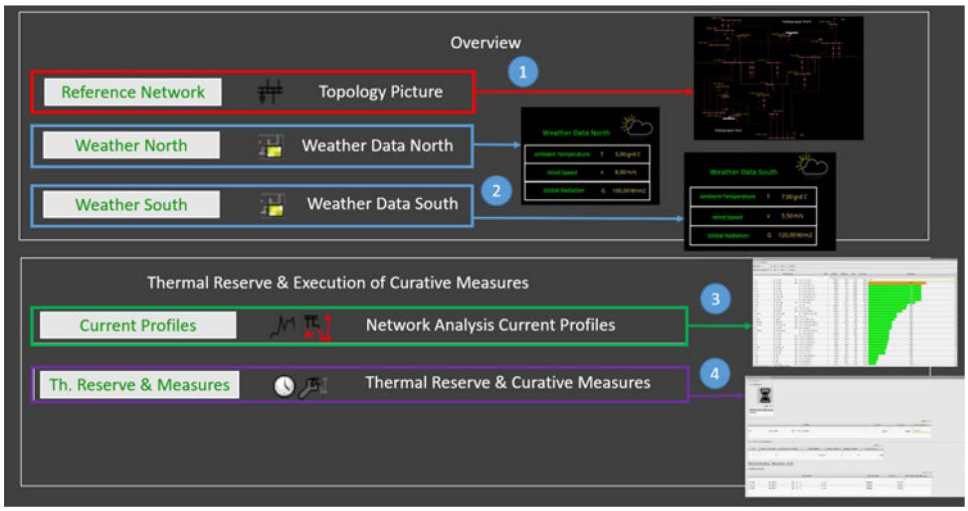


Abbildung 3-73: Gesamtbediendialog im Leitsystem

In Abbildung 3-73 ist der Gesamtbediendialog zu sehen, welcher spezifisch für die Demonstration im PSI-Leitsystem implementiert wurde. Über die unterschiedlichen Schaltflächen können verschiedene Detailansichten visualisiert werden. Dazu gehören im Wesentlichen die Darstellung der Netztopologie, die aktuelle Wetterdaten der zwei Netzgruppen (Nord und Süd), sowie eine Tabelle mit den aktuellen

Stromprofilen aller Zweigelemente (Leitungen und Transformatoren). Eine interaktive Gesamtansicht für die Ergebnisse der thermischen Reserve sowie die Anzeige- und Aktivierungsfunktionen der ermittelten kurativen Maßnahmen sind über eine Schaltfläche im Gesamtbediendialog erreichbar.

Nachfolgend werden die Ergebnisse und Erkenntnisse für die beiden Anwendungsfälle im Demonstrationsvorhaben vorgestellt. Anhand eines konzipierten Höherauslastungsszenarios wurden die entwickelten Tools im Leitsystem hinsichtlich ihrer Implementierbarkeit und Problemdienlichkeit getestet. In dem konzipierten Überlastszenario wird eine Freileitung zu 134 % (I_{act}/I_{max}) über ihrem I_{max} belastet. Hierbei ist I_{act} der aktuelle Strom, welcher durch die Freileitung fließt und I_{max} die maximale zulässige Stromauslastung (Dauerstrombelastbarkeit) der Freileitung unter Normbedingungen (Umgebungstemperatur = 35°C, Globalstrahlung = 900 W/m^2, Windgeschwindigkeit = 0,6 m/sec).

3.4.2.3.1 Prognose der thermischen Reserve (Anwendungsfall 1)

Der Proof of Concept für die Prognose der thermischen Reserve wurde anhand des zuvor beschriebenen Höherauslastungsszenarios durchgeführt. Untersuchungsgegenstand war der Einfluss von drei unabhängigen Witterungsbedingungen auf die Prognose der thermischen Reserve. Die Ergebnisse werden in Tabelle 3.4.2-4 zusammengetragen. Eine genauere Betrachtung der Ergebnisse deutet darauf hin, dass das prognostizierte Zeitfenster der thermischen Reserve von den vorherrschenden Witterungsbedingungen abhängt. Unterschiedliche Wetterlagen haben demnach einen günstigen oder ungünstigen Einfluss auf die *thermische Reserve*, welche für die Bestimmung und Aktivierung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen nutzbar gemacht werden soll.

Tabelle 3.4.2-4: Ergebnisübersicht der prognostizierten thermischen Reserven in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen

Wetterszenario	**Umgebungs-temperatur**	**Globalstrahlung**	**Windge-schwindigkeit**	**Thermische Reserve [min:sec]**
Sommer	35°C	900 W/m^2	0,6 m/sec	0:59
Übergangszeit	15°C	450 W/m^2	3,0 m/sec	1:36
Winter	5°C	100 W/m^2	6,6 m/sec	2:02

3.4.2.3.2 Bestimmung und Ausführung kurativer Ad-hoc-Maßnahmen (Anwendungsfall 2)

Die kurativen Ad-hoc-Maßnahmen werden dem Systemführer in dem in Abbildung 3-74 dargestellten Bediendialog angezeigt.

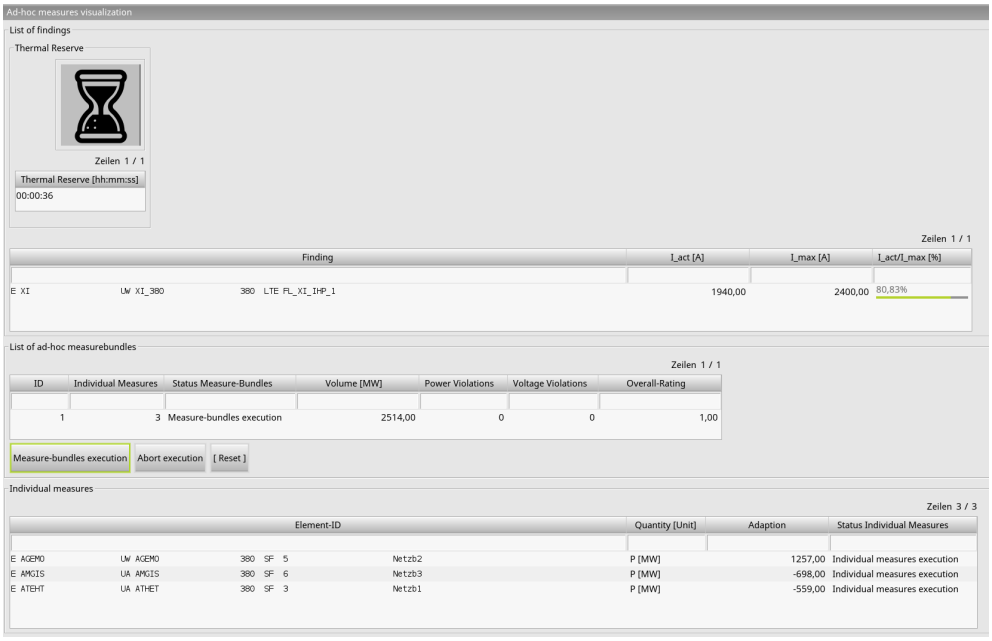


Abbildung 3-74: Bediendialog für die beiden Demonstratoranwendungsfälle im Leitsystem

Der Dialog besteht aus einer im oberen Bildrand befindlichen Sanduhr, welche die Zeitdauer der prognostizierten Thermischen Reserve sekündlich herunterzählt, bis diese „aufgebraucht“ ist. Darunter werden die relevanten Informationen für die kurativen Ad-hoc-Maßnahmen dargestellt. Zunächst werden in einer Befundliste die überlasteten bzw. gefährdeten Leitungen dem Systemführer in kompakter Form angezeigt. Die Ergebnisse aus der Maßnahmenbestimmung werden in sogenannten Maßnahmenbündeln in der mittleren Tabelle visualisiert. Im unteren Teil des Bediendialoges sind Schaltflächen zur manuellen Ausführung der Maßnahmen durch den Systemführer zu erkennen. Des Weiteren können die Maßnahmen eines Maßnahmenbündels auch in individueller Form (Einzelmaßnahmen) dargestellt werden. Dabei werden die Betriebsmittel aufgelistet, die zur Ausführung der kurativen Ad-hoc-Maßnahmen dienen sowie die Anpassung der jeweiligen Stellgröße. Im vorliegenden Fall kamen drei Netzboosteranlagen zum Einsatz, welche die Belastung der Freileitung über ihrer Dauerstrombelastbarkeit durch drei Individualanpassungen der Wirkleistungen auflösten.

3.4.3 Feldtests vorbereiten

Arbeitspaket 5.3, beteiligte Partner: AMP, TNG, TTG, WN, TUD, TUIL, PSI

Im Rahmen von Arbeitspaket 5.3 „Feldtest vorbereiten“ wurde für den Feldtest von Amprion & Westnetz sowie den Feldtest von TenneT & PSI Konzepte erarbeitet. Dabei wurde der Testumfang sowie die geplanten Anpassungen an der technischen Infrastruktur definiert. Die unterschiedlichen Konzepte der beiden Feldtests werden im Folgenden vorgestellt.

3.4.3.1 Konzept Feldtest Amprion & Westnetz

3.4.3.1.1 Motivation und Zielsetzung

Im Rahmen von InnoSys 2030 wurden verschiedene Maßnahmen und Konzepte für die kurative Betriebsführung entwickelt. Neben den wissenschaftlichen Betrachtungen im Rahmen von Simulationen waren praxisnahe Untersuchungen im Umfeld eines realen Netzleitsystems und auf Basis realer Messwerte aus dem Netz zur Evaluierung der Konzepte erforderlich. Deshalb erfolgte unter anderem im Hause Amprion in Kooperation mit dem VNB Westnetz ein Feldtest im Mithörbetrieb. Der Feldtest verfolgte zwei Ziele:

Ziel 1: Weiterentwicklung des Amprion-Netzleitsystems hinsichtlich der Berücksichtigung kurativer Maßnahmen in der Online-Netzsicherheitsrechnung (SIRE) und Weiterentwicklung des Westnetz-Netzleitsystems

Ziel 2: Entwicklung eines ÜNB/VNB-Kooperationsprozesses zwischen Amprion und Westnetz zum gegenseitigen Datenaustausch von kurativen Engpassmanagementmaßnahmen sowie deren Aktivierung durch den jeweils anderen Netzbetreiber

3.4.3.1.2 Weiterentwicklung der Netzleitsysteme bei Amprion & Westnetz (Ziel 1)

In der folgenden Abbildung 3-75 ist das Schema der aufgebauten Feldtest-Infrastruktur bei Amprion dargestellt.

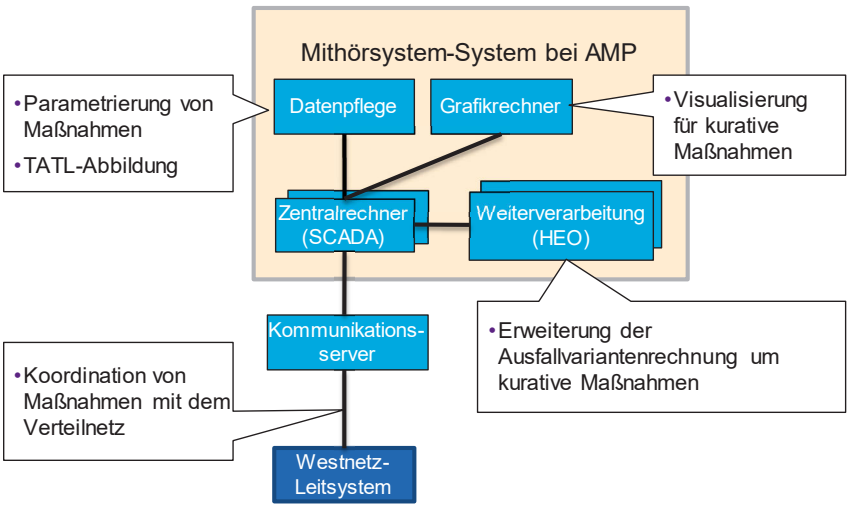


Abbildung 3-75: Feldtest-Infrastruktur bei Amprion und softwareseitige Anpassungen

Die Sprechblasen beschreiben die vorgenommenen softwareseitigen Weiterentwicklungen unter Berücksichtigung der folgenden aufgestellten Prämissen für den Feldtest:

3.4.3.1.3 Design des Feldtestsystems:

- Die Implementierung des Feldtests bei Amprion erfolgte in einer Testumgebung im Sinne eines „Mithörsystems“. Bei Westnetz wurden die Zusatzfunktionalitäten im Produktivsystem

abgebildet. Operative Signale wurden im Mithörbetrieb unterbunden und nur für abgestimmte Testtage freigeschaltet. Die Produktiv-Leitsysteme wurden durch die Entwicklungen nicht tangiert und es gelten für die Testumgebung geringere Anforderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit.

3.4.3.1.4 Maßnahmendimensionierung:

- Für den Feldtest wurde die Maßnahmendimensionierung, also die Zuordnung kurativer Maßnahmen zu Leitungsausfällen, händisch erstellt. Es konnten mehrere *kurative Maßnahmen* einem Leitungsausfall in einer vorzugebenden Reihenfolge zugewiesen werden. In der kurativen Ausfallvariantenrechnung wurde nach dieser definierten Reihenfolge die Wirkung der Maßnahmen bedarfsgerecht überprüft und belegt, bis der Befund behoben ist. Im Zieldesign wird diese Funktionalität durch ein betriebsplanerisches Werkzeug, z. B. dem Redispatch-Ermittlungs-Server (RES), automatisiert und zyklisch erfolgen.
- Die Auswirkungen von zuvor festgelegten Maßnahmen zur Lösung eines Engpasses im vorgelagerten Übertragungsnetz und deren Auswirkungen auf das unterlagerte Verteilnetz sollte im Rahmen des Feldtestest untersucht werden.

3.4.3.1.5 Abgebildete Maßnahmen:

- Es wurden *präventive* und *kurative Maßnahmen* zur Behebung strombedingter Engpässe betrachtet. Spannungsbedingte Engpässe standen beim Feldtest nicht im Fokus.
- Sowohl markt- als auch netzbezogene Maßnahmen wurden berücksichtigt.
- Bei unbilanzierten Maßnahmen wird die Leistungsdifferenz aus der Statik entnommen. Bilanzierte Maßnahmen bestehen aus zwei kombinierten Einzelmaßnahmen.
- *kurative Maßnahmen* können insbesondere sein: Zu- und Abschalten von Lasten und Einspeisungen sowie Zweigelementen (Trafos, Querkupplung, Leitungen) sowie Leistungsänderungen von Einspeisungen und Lasten.
- Der Einsatz kurativer Maßnahmen zur Behebung von außergewöhnlichen Ausfallvarianten „exceptional contingencies“, z. B. (n-2)-Ausfälle wurde nicht berücksichtigt.
- Redundanz- und Ablösekonzepte kurativer Maßnahmen wurden zunächst nicht berücksichtigt.

3.4.3.1.6 Grenzwerte:

- Der „*Permanent Admissible Transmission Loading*“-Grenzwertes (PATL; dauerhafte Belastbarkeit) stellt den Online-WAFB-Wert aus dem Leitsystem dar.
- Temporäre Grenzwerte (für die Freileitungen) wurden vorab analytisch in Abhängigkeit der Dimensionen (Leiterseil, Außentemperatur, Vorbelastung und Reaktionszeit) berechnet und in Form einer Look-Up-Tabelle im Leitsystem hinterlegt. Der „*Temporary Admissible*

Transmission Loading“-Grenzwerte (TATL; temporäre Belastbarkeit) wurde während des Mithörbetriebes online auf Basis von Messwerten in der Look-Up-Tabelle gefiltert.

- Der Grenzstrom (das Minimum aus statisch externen Limitierungen hinsichtlich Stabilität, Schutz und Genehmigungen) ist immer begrenzend für PATL und TATL.

3.4.3.1.7 Konzept für den ÜNB/VNB-Kooperationsprozesses (Ziel 2)

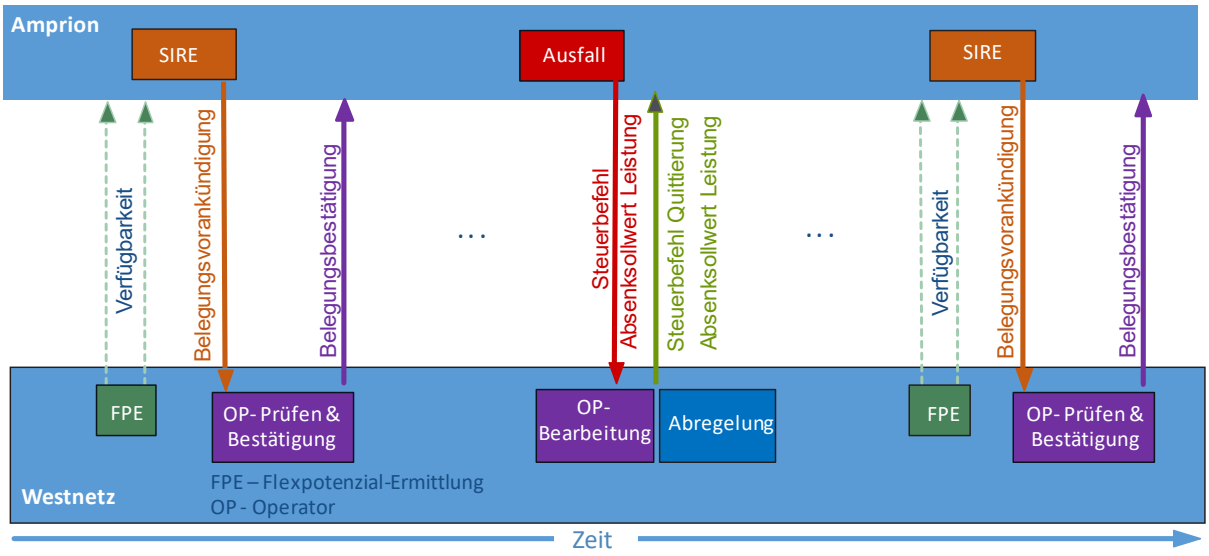


Abbildung 3-76: ÜNB/VNB-Kooperationsprozess zu kurativen Maßnahmen mit Flexibilitätspotential aus dem Verteil-netz

In Abbildung 3-76 ist der Prozess zur Echtzeit-Koordination einer kurativen Maßnahme aus dem Verteilnetz zwischen Amprion und Westnetz dargestellt. Der Prozess beginnt damit, dass beim VNB das Flexibilitätspotential ermittelt wird. Dazu werden die Messwerte der berücksichtigten Windparks einer auf den ausgewählten Netzknoten entsprechenden Selektivitätsanalyse unterzogen. Das ermittelte Flexibilitätspotential kann je Netzknoten in diesem Fall per TASE.2-Schnittstelle an den ÜNB übermittelt werden. Diese Informationen werden in den Ausfallvarianten-Rechnungen (SIRE für „Sicherheitsrechnung“) beim ÜNB berücksichtigt. Wenn der Algorithmus den Einsatz des Flexibilitätspotentials aus dem Verteilnetz als erfolgreich bewertet, wird eine Belegungsvorankündigung an den VNB gesendet. Während der Feldtest-Testtage wurde diese Belegung zunächst manuell vom VNB-Operator geprüft und bestätigt. Im Falle eines tatsächlichen Ausfalls beim ÜNB, wird dann der Steuerbefehl in diesem Fall zur Absenkung der Einspeiseleistung zum VNB übertragen. Nach der manuellen Abregelung durch den VNB-Operator (nur in Simulation während der Feldtests durchgeführt) wird der Steuerbefehl quittiert bzw. die abgeregelte Leistung dem ÜNB zurückgemeldet. Besondere Herausforderung bei der Durchführung der Feldtesttage war, dass die beschriebenen Prozessschritte nicht aufbauend auf einen schon etablierten Redispatch 2.0 Prozess durchgeführt werden konnten.

3.4.3.2 Konzept Feldtest TenneT & PSI

Im Projekt wurde zur praxisnahen Erprobung von Konzepten mit Bezug zur kurativen Netzbetriebsführung ein Feldtest im Mithörbetrieb unter Beteiligung der Partner TTG und PSI durchgeführt. Dabei kam das von der PSI entwickelte System „Security Assessment and System Optimization (PSIsaso)“ innerhalb der Leitwartenumgebung von TTG zum Einsatz. Ziel war es, einen Prozess aufzuzeigen, in welchem mit Hilfe des PSIsaso *präventive* und *kurative Maßnahmen* zur Engpassbehebung bestimmt, validiert und bewertet werden. Diese Maßnahmen werden anschließend dem Systemführer zur Aktivierung in Engpasssituationen im Sinne eines Assistenzsystems (Decision Support) vorgeschlagen. Die zunächst innerhalb der Konzeptionierungsphase erarbeiteten Forschungsfragen gestalten sich wie folgt:

- Wann muss präventiv und wann kann kurativ gehandelt werden?
- Wie können geeignete Maßnahmen identifiziert und hinreichend genau bewertet/validiert werden?
- Welche Anforderungen ergeben sich an Decision-Support-Funktionalitäten?

Gemäß den definierten Fragestellungen wurde ein Prozess erarbeitet, welcher die Betriebsführer in ihrer Entscheidungsfindung, wann markt- und netzbezogene Maßnahmen präventiv und kurativ zur Engpassbehebung eingesetzt werden sollten, unterstützt. Die einzelnen im Assistenzsystem prototypisch zu entwickelnden Prozessschritte sowie deren Zusammenwirken werden in Abbildung 3-77 dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf der Beschreibung der sequenziellen Aktivitäten im Prozess sowie der Darstellung der wichtigsten Datenflüsse.

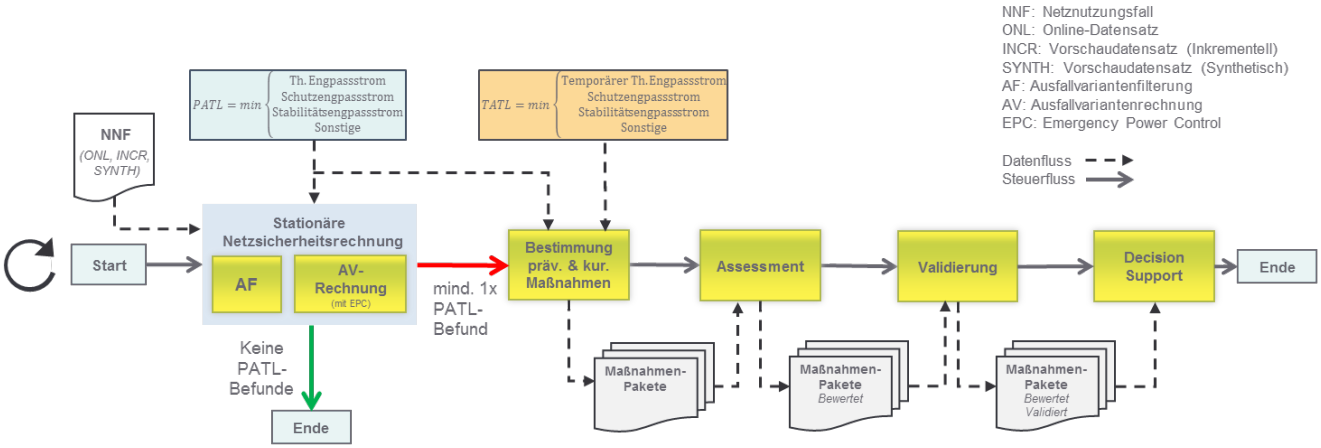


Abbildung 3-77: Prozessablauf im Engpassmanagement-Tool des Feldtests von TTG/PSI

Die Input-Daten des Prozesses sind Online-Datensätze (ONL) oder Vorschaudatensätze (Inkrementell: INCR; Synthetisch: SYNTH). Während ONL-Datensätze den aktuell geschätzten Netzzustand abbilden und in einem 5-minütigen Zyklus vom Netzleitsystem (NLS) bereitgestellt werden, bilden die Vorschaudatensätze zukünftige Netzzustände ab. Letztere werden je nach Datenbasis (INCR oder SYNTH) in 15- oder 60-minütigen Zyklen bereitgestellt.

Der Prozess startet mit einer stationären Netzsicherheitsrechnung, in welcher ein gegebener *Netznutzungsfall* (NNF) im Zuge einer Ausfallvariantenrechnung analysiert wird. Dafür wird zunächst eine Ausfallvariantenfilterung durchgeführt und eine Liste mit relevanten Ausfallvarianten erstellt. Sofern für den gegebenen NNF keine Verletzung (Befund) eines „*Permanent Admissible Transmission Loading*"-Grenzwertes (PATL; dauerhafte Belastbarkeit) festgestellt wird, sind die folgenden Schritte der Prozesskette obsolet. Liegt jedoch ein Befund eines PATL-Grenzwertes vor, müssen zur Behebung der befundbehafteten Situation Maßnahmen bestimmt werden.

Im Zuge der Maßnahmenbestimmung erfolgt eine kombinierte Bestimmung von *präventiven* und *kurativen Maßnahmen* durch Formulierung und Lösung eines Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Problems. Dabei gilt, dass die potentielle Umsetzung der einzelnen Maßnahmen in Summe die Einhaltung der „*Temporary Admissible Transmission Loading*"-Grenzwerte (TATL; temporäre Belastbarkeit) in jedem Fall garantiert. Des Weiteren müssen in der jeweiligen Ausfallvariante die Auslastungen der Betriebsmittel im Zuge eines kurativen Maßnahmeneinsatzes unter den zulässigen PATL-Grenzwerten liegen. Im Falle des Einsatzes von *präventiven Maßnahmen* ist zu beachten, dass diese die Leistungsflüsse nicht nur für einen bestimmten Zeitpunkt, respektive NNF beeinflussen, sondern auch Auswirkungen auf zukünftige, nachfolgende Zeitstempel haben. Der Einfluss der innerhalb eines Maßnahmenpaketes bestimmten *präventiven Maßnahmen* muss daher zeitgekoppelt mitberücksichtigt werden (nicht explizit in Abbildung 3-77 dargestellt). Potenzielle Maßnahmentypen sind der präventive (und kurative) *Redispatch* konventioneller Kraftwerke, die Abregelung von Offshore-Einspeisungen (Wind), die Abregelung von Onshore-EE-Einspeisungen (PV und Wind), die Stufung von heutzutage verfügbaren Phasenschiebertransformatoren sowie die Abregelung von (flexiblen) Lasten. Sowohl ein bilanzieller Ausgleich der Maßnahmen, die Aktivierungszeiten von Maßnahmen sowie Leistungsgradienten werden innerhalb der Maßnahmenbestimmung berücksichtigt.

Die im Ergebnis bestimmten verschiedenen Maßnahmenpakete werden anschließend innerhalb eines Assessment-Moduls unter der Berücksichtigung verschiedener „Key Performance Indicators" (KPI) bewertet. Ihre Gültigkeit und Wirksamkeit wird in einer Validierungsrechnung überprüft. Die validierten Maßnahmenpakete werden dem Systemführer im Zuge der Entscheidungsunterstützung am Schluss des Prozesses visualisiert. Für diese Visualisierungen wurden im Rahmen des Projektes geeignete Darstellungen „Mockups" mit Unterstützung der Systemführer konzeptioniert.

Nach Abschluss der Konzeptionierungsphase des Feldtestes und während der Entwicklung des prototypischen Rechenmoduls wurden folgende Annahmen und Relaxationen getroffen, um eine Demonstration im Projekt zu ermöglichen:

- Es werden *präventive* und *kurative Maßnahmen* zur Behebung strombedingter Engpässe betrachtet. Damit sind spannungsbedingte Engpässe beim Feldtest nicht im Fokus.

- Sowohl markt- als auch netzbezogene Maßnahmen werden berücksichtigt. Da der Feldtest mit Online-Daten arbeitet, werden solche Steuergrößen und Betriebsmittel (kurativ) eingesetzt, welche heute bereits im Netz vorhanden sind.
- Der Einsatz kurativer Maßnahmen zur Behebung von *exceptional contingencies (z. B. (n-2)-Ausfälle)* wird nicht berücksichtigt.
- Im dargestellten Prozess können bereits implementierte Kaskadierungsregeln innerhalb der Ausfallvariantenrechnung berücksichtigt werden, insbesondere sogenannte „Emergency Power Control“ (EPC)-Maßnahmen. Diese werden durch den Anwender parametriert und bilden in der Praxis vorhandene, automatisiert ausgelöste Maßnahmen ab, z. B. in Form von Special Protection Schemes (SpPS; Systemautomatiken). Demgegenüber werden *kurative Maßnahmen* zyklisch validiert, ggf. neu bestimmt und auf den jeweiligen NNF angepasst.
- Der nach dem Einsatz kurativer Maßnahmen folgende Netzzustand muss nicht (n-1)-sicher, aber mindestens (n-0)-sicher sein. Die (n-1)-Sicherheit der Netzzustände kann demnach kurativ hergestellt werden.
- Redundanz- und Ablösekonzepte werden nicht berücksichtigt, z. B. die redundante Bestimmung von kurativen Maßnahmen oder die Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit nach kurativem Maßnahmeneinsatz.
- Die Unsicherheiten (z. B. Prognoseunsicherheiten), die sich aufgrund von probabilistischen Eingangsdaten ergeben, werden nicht berücksichtigt.
- Die Vorschaubereiche sowie die Anzahl an zu berücksichtigenden Ausfallvarianten werden aus Performanzgründen an die Feldtestanforderungen angepasst.
- Temporär zulässige Engpassströme werden stark vereinfacht durch eine Skalierung von dauerhaft zulässigen Engpassströmen abgebildet.

3.4.4 Feldtests durchführen

Arbeitspaket 5.4, beteiligte Partner: AMP, TTG, WN, PSI

3.4.4.1 Ergebnisse des Feldtest Amprion & Westnetz

Der Mithörbetrieb im Feldtest-System wurde am 01.04.2021 in einer ersten konzeptreifen Version aufgenommen und seitdem protokolliert. Im weiteren Verlauf des Feldtests wurde das Feldtest-System stetig nachgebessert. Es wurden ex-post verschiedene Auswertungen zum Mithörbetrieb gemacht. Aus operativen Gründen (z. B. fehlerhafte Prozessdaten-Ankopplung) war der Feldtest-Betrieb an einigen Zeitpunkten gestört, weshalb diese Zeiträume für die Auswertung nicht berücksichtigt wurden.

3.4.4.1.1 Häufigkeit und Ergebnisse der kurativen Ausfallvariantenrechnung

In Abbildung 3-78 ist für einen ausgewählten Zeitraum die Häufigkeit und das Ergebnis der Ausfallvariantenrechnung (kurative Prüfung) dargestellt. Unterschieden wird hier nach den drei

wesentlichen Grenzwertbedingungen, die für eine erfolgreiche Umsetzung einer *kurativen Maßnahme* (KM) nach einem Betriebsmittelausfall eingehalten werden müssen.

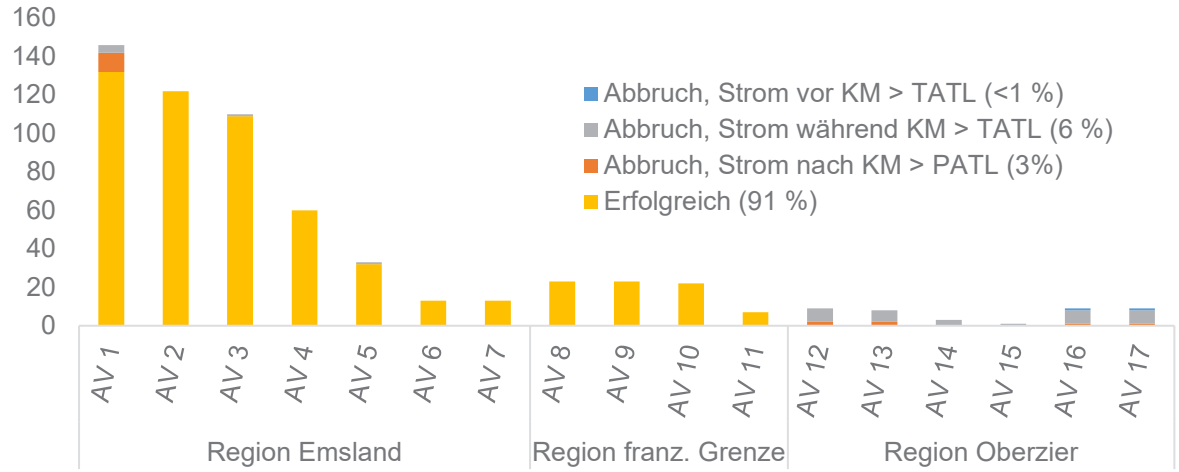


Abbildung 3-78: Anzahl und Ergebnis der kurativen Prüfung je Ausfallvariante für den gültigen Betrachtungszeitraum im Mithörbetrieb

Aus der Darstellung lassen sich zwei wesentliche Erkenntnisse ableiten: Bei einem Blick auf die kumulierte Balkenhöhe ist zu erkennen, dass definierte Ausfallvarianten (AV) unterschiedlich oft zu (n-1)-Befunden im betrachteten Zeitraum geführt haben. Die neuralgischen Regionen mit vielen Engpässen im Echtzeitbetrieb waren in diesem Zeitraum insbesondere das Emsland sowie die Kuppelleitungen zur französischen Grenze. In der Region Oberzier kam es nur zu wenigen Befunden. Der Raum Frankfurt war in diesem Zeitraum unkritisch, weshalb hier keine (n-1)-Befunde in der gültigen Datenmenge enthalten sind. Weiterhin ist erkennbar, dass insbesondere in den neuralgischen Regionen Emsland und der Grenze zu Frankreich die hinterlegten kurativen Maßnahmen bei den dargestellten Ausfallsituationen fast ausschließlich erfolgreich geprüft wurden. Nur für die Region Oberzier sind viele Grenzwert-Verletzungen zu erkennen. Der Grund ist, dass die hinterlegten kurativen Maßnahmen, wie zum Beispiel eine Reduzierung der Wirkleistungsübertragung der HGÜ-Verbindung ALEGrO[13], zu den Zeitpunkten der Befunde nicht verfügbar waren und weitere *kurative Maßnahmen*, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke eine nicht ausreichende Sensitivität auf den Engpass hatten oder mit zu langen Reaktionszeitfenstern parametriert waren, um den Befund zu heilen.

[13] „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“, HGÜ-Strecke zwischen Lixhe (Elia) und Oberzier (AMP)

3.4.4.1.2 Verfügbarkeit von kurativen Maßnahmen und deren Stellpotential

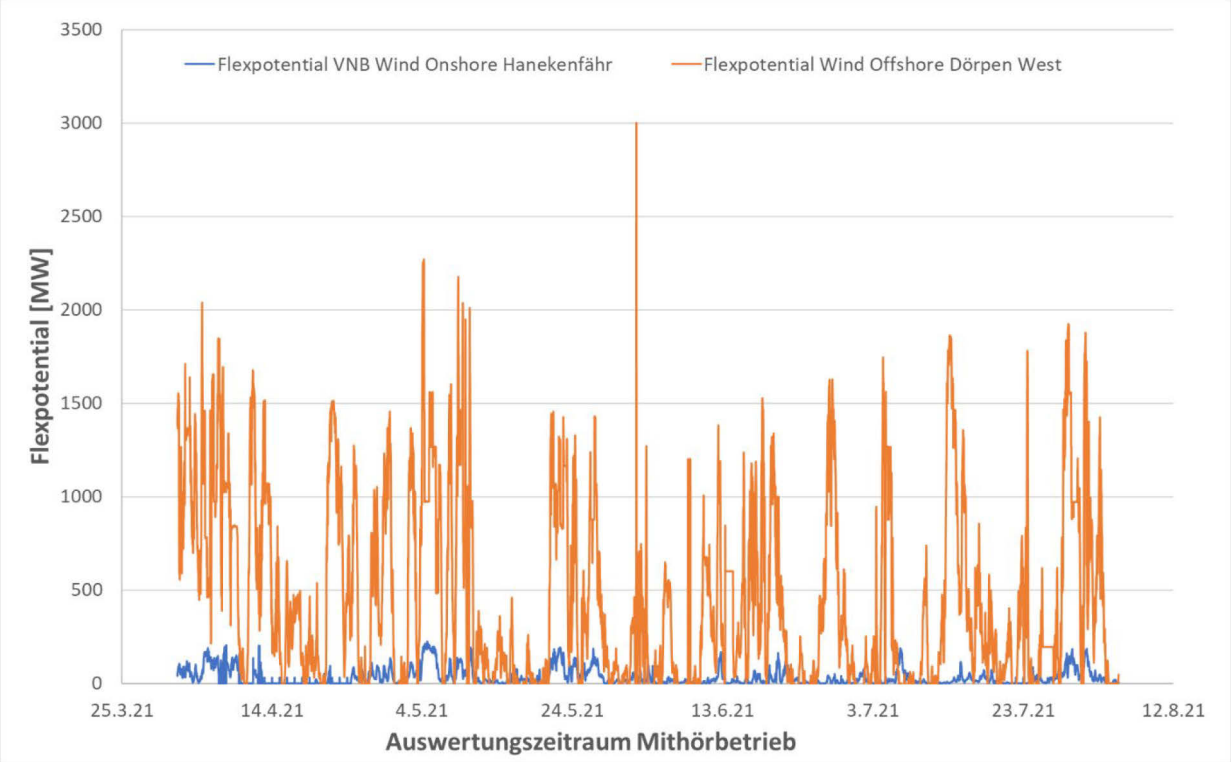


Abbildung 3-79: Auswertung des verfügbaren Flexpotentials im Mithörbetrieb

Für die Region Emsland wurden als *kurative Maßnahmen* sowohl die Abregelung von Onshore-Wind aus dem Verteilnetz (Hanekenfähr) als auch die Abregelung von Offshore-Wind aus dem Übertragungsnetz (Dörpen/West) für dieselben Ausfallvarianten implementiert. Im Feldtest wurde der Onshore-Wind immer bevorzugt als *kurative Maßnahme* überprüft, da diese Maßnahme automatisiert zwischen Amprion und Westnetz koordiniert wurde. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Echtzeit-Befunde in der Region Emsland erst durch einen kurativen Einsatz von Offshore Wind gelöst werden können, was auf die unterschiedliche Verfügbarkeit zurückzuführen ist. Abbildung 3-79 zeigt die tatsächliche Verfügbarkeit des Flexpotentials aus Onshore-Wind aus dem Verteilnetz und Offshore-Wind aus dem Übertragungsnetz über den gesamten Mithörbetrieb. Es ist zu erkennen, dass Offshore-Wind an dieser Stelle deutlich mehr Flexpotential zur Verfügung stellen kann. Auf Basis dieses Beispiels, kann das auf zwei Gründe zurückgeführt werden:

- Das Verhältnis der installierten Windpark-Leistungen von ca. 450 MW (Summe der berücksichtigen Windparks im Verteilnetz) zu 2600 MW (Nennleistung Offshore-Wind Dörpen/West).
- Der ausgewertete Zeitraum über die Sommermonate war gerade für die Bewertung des Flexpotentials von Onshore-Wind ungünstig.

3.4.4.1.3 Fazit

Der Mithörbetrieb im Feldtest diente dazu, erste Erkenntnisse aus der Überprüfung kurativer Maßnahmen mit Echtzeitdaten zusammenzutragen. Im Amprion/Westnetz-Feldtest werden die kurativen Maßnahmen je Ausfallvariante in einer fix definierten Einsatzreihenfolge abgebildet und bedarfsgerecht belegt. Diese Abbildung unterscheidet sich von einer Optimierung, wie sie im TenneT/PSI-Feldtest angewandt wurde. Aus der Auswertung des Mithörbetriebes kann festgehalten werden, dass fix definierte *kurative Maßnahmen* für bestimmte Ausfallvarianten in neuralgischen Regionen durchaus wirksam sind, je nachdem mit welchen Umsetzungszeiten diese parametriert werden. Die Auswertung der Onshore- und Offshore-Reihenfolge hat gezeigt, dass die angenommene Einsatzreihenfolge von kurativen Maßnahmen nicht immer die Wirksamste sein muss.

Es bleibt festzuhalten, dass der Mithörbetrieb ein hilfreiches Werkzeug darstellt, um definierte *kurative Maßnahmen* zu überprüfen und auszuwerten. Die Qualität des Mithörbetriebes ist allerdings noch nicht auf einem Niveau zur Überführung in den Realbetrieb. Es sind Weiterentwicklung hinsichtlich einer detaillierten TATL-Abbildung, einer robusteren Datenqualität sowie einer höheren System-Verfügbarkeit notwendig.

3.4.4.2 Ergebnisse des Feldtest TenneT & PSI

3.4.4.2.1 Softwarestand

Auf Grundlage des in der Feldtestvorbereitung erarbeiteten Konzepts, ist das Engpassmanagement-Tool PCCM (preventive and curative congestion management) innerhalb der Feldtestsoftware als prototypische Anwendung entwickelt worden. Innerhalb der Feldtestdurchführung (AP 5.4) wurde die Software stetig weiterentwickelt. Dabei ist ein Umsetzungsstand erreicht worden, in dem nach dem Prozessbild (siehe Abbildung 3-77) die Datenversorgung vom Leitsystem mit operativen Daten (Vorschau- und Echtzeitdaten) sowie die Bestimmung (Trigger: PATL-Befund) und Bewertung (nach Key Performance Indidators: KPI) von Maßnahmenpaketen erfolgreich implementiert ist. Die Punkte Validierung und Decision Support (siehe auch Visualisierungskonzept) sind dagegen noch nicht im Tool umgesetzt worden.

3.4.4.2.2 Mithörbetrieb

Innerhalb der Feldtestdurchführung ist in einem mehrwöchigen Zeitraum vom 17.06.2021 bis zum 21.07.2021 ein Mithörbetrieb (parallel zum operativen Leitsystem) durchgeführt worden. Der Fokus lag dabei auf der Auswertung der Performance und Praktikabilität des Tools in Verbindung mit den Echtzeitdaten. Die Versorgung mit Vorschaudatensätzen ist zwar möglich, aber hinsichtlich der Ergebnisse erfolgte die Konzentration auf die Echtzeitdaten.

Dabei ist ausgewertet worden, wann es zu PATL-Befunden gekommen ist und für welche Zeitpunkte Maßnahmenpakete vom Tool (Vorschlag von kurativen, aber auch *präventiven Maßnahmen*) bestimmt worden sind. Die Echtzeitdatenmodelle haben in ca. 15 % der Zeit zu PATL-Befunden geführt, wobei nur für ca. 20 % dieser Befund-Zeitpunkte ein Maßnahmenpaket zur Lösung des Engpassproblems

bestimmt worden ist. Die Gründe liegen darin, dass der Optimierer aufgrund sehr hoher Auslastungssituationen und der zugrundeliegenden Annahmen für die Stellglieder nicht konvergierte. Des Weiteren war in anderen Fällen die zugrundeliegende Auslastungssituation noch in einem akzeptablen Maße niedrig genug, sodass die im Optimierungsproblem aufgestellten Nebenbedingungen nicht verletzt und dementsprechend keine Maßnahmen bestimmt worden sind.

3.4.4.2.3 Maßnahmenpakete

Darüber hinaus sind für konkrete Zeitpunkte (Engpasssituationen) die vom Tool bestimmten Maßnahmenpakete überprüft und nach operativen Gesichtspunkten validiert worden. Zusätzlich sind die ausgewählten, im Online-Betrieb berechneten Maßnahmenpakete (mit *präventiven* und *kurativen Maßnahmen*) solchen gegenübergestellt worden, die nachträglich offline berechnet wurden (ausschließlich *präventive Maßnahmen*). Dadurch konnten mithilfe von KPIs präventive/kurative und ausschließlich präventive Maßnahmenpakete verglichen werden. Zur Veranschaulichung wird nachfolgend der Zeitpunkt des Engpassszenarios vom 06.07.2021 um 08:42 Uhr gezeigt (siehe Tabelle 3.4.4-1):

Tabelle 3.4.4-1: Befundsituation für Online-Datensatz am 06.07.2021 um 08:42 Uhr

Ausfallvariante	**Befundbehaftetes Element**	**Auslastungswert (n-1)-Berechnung**	**Grenzwert**
220 kV SK EMDB-CONN SCHWARZ,EMOS	220 kV SK EMDB-CONN-WEISS,EMOS (Stromkreisabschnitt von EMDB aus)	1739 A	1185 A
220 kV SK EMDB-CONN-SCHWARZ,EMOS	220 kV SK EMDB-CONN-WEISS,EMOS (Stromkreisabschnitt von EMOS aus)	1523 A	1272 A

Für die in Tabelle 3.4.4-1 gezeigten PATL-Befunde[14] hat das PCCM-Tool das nachfolgende Maßnahmenpaket (siehe Tabelle 3.4.4-2) bestimmt. Der Trigger für die Maßnahmenbestimmung lag dabei bei 90 % des PATL-Befunds und die Zielgröße für die Maßnahmenbestimmung lag bei 100 % (bezogen auf den PATL).

[14] Die PATL-Befunde sind deshalb so groß, da die im Netz angewendeten EPC-Maßnahmen innerhalb der Ausfallvariantenrechnung des PCCM-Tools in diesem Fall nicht berücksichtigt wurden.

Tabelle 3.4.4-2: Bestimmtes Maßnahmenpaket für die Befundsituation am 06.07.2021 um 08:42 Uhr

Stellglied (Maßnahme)	Leistungsänderung	Ausfallvariante
Offshore Konverter BorWin 3	-354 MW	Grundfall
KW Waldeck (Pumpspeicherkraftwerk)	239 MW	Grundfall
KW Grohnde (Kernkraftwerk)	115 MW	Grundfall
Offshore Konverter BorWin 3	-108 MW	220 kV SK EMDB-CONN-SCHWARZ,EMOS
KW Grohnde (Kernkraftwerk)	108 MW	220 kV SK EMDB-CONN-SCHWARZ,EMOS

Die Entlastung wird dabei durch die Offshore-Einspeisung über den Konverter von BorWin 3 erreicht[15] und der Leistungsausgleich der *Redispatch* (RD)-Maßnahme durch das Herauffahren des Kernkraftwerks Grohnde (Info: seit Ende 2021 vom Netz gegangen) und des Pumpspeicherkraftwerks in Waldeck sichergestellt.

Im Vergleich zum rein präventiven Maßnahmenpaket (Tabelle 3.4.4-3) fällt die Reduzierung von ca. 100 MW in Hinblick auf das Volumen von präventiven RD auf.

Tabelle 3.4.4-3: Rein präventives Maßnahmenpaket für Befundsituation am 06.07.2021 um 08:42 Uhr

Stellglied (Maßnahme)	Leistungsänderung	Ausfallvariante
Offshore Konverter BW 3	-462 MW	Grundfall
KW Waldeck (Pumpspeicherkraftwerk)	239 MW	Grundfall
KW Grohnde (Kernkraftwerk)	223 MW	Grundfall

Des Weiteren kann das PCCM-Tool die Maßnahmenpakete anhand ausgewählter KPIs (hier: monetäre Kosten, Präventives *Redispatch*-Volumen [Betrag von negativen und positiven Beiträgen], Anzahl von Aktoren) bewerten. Dabei sind die beiden Maßnahmenpakete (Tabelle 3.4.4-2 und Tabelle 3.4.4-3) gegenübergestellt worden (Tabelle 3.4.4-4).

[15] Dessen Einspeisung wäre von oben genannter EPC-Anwendung betroffen gewesen, welche in dem vorliegenden Fall allerdings im Tool nicht berücksichtigt wurde.

Tabelle 3.4.4-4: Gegenüberstellung der KPIs für Kombination kurativ/präventiv und einem rein präventiven Maßnahmenpaket für den 06.07.2021 08:42 Uhr

KPIs	**Kur. & Prä. Maßnahmen**	**nur Prä. Maßnahmen**
Monetäre Kosten	84.500 €	106.700 €
Präventives Redispatch-Volumen	708 MW	924 MW
Anzahl Aktoren (insgesamt)	5	3

Wie zu erwarten war, sind das präventive RD-Volumen und der Kostenanteil für das „rein“ präventive Maßnahmenpaket deutlich größer. Dabei ist die Anzahl von Aktoren beim kurativen und präventiven Maßnahmenpaket um zwei größer, da im Fall eines Ausfallereignisses (Eintritt Ausfallvariante) noch zwei weitere Stellglieder (negativer und positiver RD) in ihrer Einspeisung geändert werden müssen.

3.4.4.2.4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Bewertung der ausgewählten Maßnahmenpakete hat verdeutlicht, dass diese plausibel sind und auch die erwartete Einsparung gegenüber einem rein präventiven Maßnahmenpaket eintritt. Insgesamt hat der Mithörbetrieb gezeigt, dass eine prototypische Anwendung des Engpassmanagement-Tools im Rahmen eines Feldtests möglich ist, aber noch weit von einer operativen Anwendung entfernt ist. Zum einen sind viele Vereinfachungen (Annahmen) getroffen worden, zum anderen handelt es sich dabei um einen Entwicklungsstand.

Daher sind vor allem die Prozessschritte von Validierung und Visualisierung (im Rahmen des Decision Supports) in Folgeaktivitäten umzusetzen. Dabei kann mit Sicherheit auf die Erkenntnisse und Vorbereitungen aus dem InnoSys-Feldtest von TenneT und PSI aufgesetzt werden.

3.4.4.3 Erkenntnisse aus der Expertenbefragung mit Systemführern beider Feldtests

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Expertenbefragung basieren auf der Auswertung der Bedienung sowie der Vorführung der verschiedenen Feldtestsysteme mit den Systemführern. Im Feldtest der Amprion/Westnetz wurden die Feldtestsysteme an mehreren Testtagen von verschiedenen Systemführern bedient und anhand vordefinierter Szenarien erprobt. Hierbei wurden die Funktionen der Überwachung, Parametrierung, Steuerung von kurativen Maßnahmen sowie der Koordination zwischen Leitwarten praktisch angewandt. Auf Seiten der TenneT/PSI ist das Feldtestsystem in seinen verschiedenen Entwicklungsstufen den Systemführern vorgestellt und gemeinsamen Tests unterzogen worden. Dabei lag der Fokus auf der Beurteilung dem vom Engpassmanagement-Tool vorgeschlagenen Maßnahmenpaketen zur Behebung der Befundsituation.

Übergreifend können aus den Feldtests bei Amprion und Westnetz sowie bei TenneT und PSI die folgenden qualitativen Schlussfolgerungen gezogen werden.

3.4.4.3.1 Kurative Maßnahmen steigern die Systemkomplexität:

- Die Höherauslastung führt zu einer steigenden Anzahl von (n-1)-Befunden, die behoben werden müssen.
- Eine automatisierte Auslösung (gepaart mit manuellen Eingriffen) erweist sich als Grundvoraussetzung für kurative Systemführung.
- Die Systemführer benötigen zukünftig deutliche Unterstützung von Assistenzsystemen bei der Entscheidungsfindung wegen einer steigenden Anzahl an Freiheitsgraden und Wechselwirkungen.
- Die Aufgabe der Überwachung, Koordination und Parametrierung der kurativen Maßnahmen erfordert eine kompakte, intuitive und zwischen den Netzbetreibern abgestimmte Nutzeroberfläche.

3.4.4.3.2 Es entsteht insbesondere bei der Nutzung des Flexibilitätspotentials aus dem Verteilnetz ein erhöhter Koordinationsaufwand:

- Für die bilaterale (leitsystemgestützte) Koordination von kurativen Maßnahmen in Echtzeit wird ein zentral abgestimmtes Datenformat benötigt.
- Die Wechselwirkungen sowie Restriktionen im Verteilnetz und Übertragungsnetz müssen transparent und beherrschbar bleiben.

3.4.4.3.3 Die Anzahl an kurativen Freiheitsgraden sollte schrittweise erhöht werden:

- Nach dem Meinungsbild der Expertenbefragung werden mittelfristig zwei bis fünf *kurative Maßnahmen* je Regelzone sowie eine *kurative Maßnahme* pro 110 kV-Netzgruppe als beherrschbar durch die Systemführer eingeschätzt.

3.4.4.3.4 Die Erhöhung der Komplexität geht mit erhöhten Aufwänden einher:

- Die Integration des kurativen *Redispatch* in die Redispatch-2.0-Prozesse von VNB wird als möglich erachtet. Allerdings sind hierfür Erweiterungen bestehender Tools und Prozesse notwendig.
- Es ist ein erhöhter zeitlicher Mehraufwand bei steigender Systemkomplexität zu erwarten, ggf. mit Auswirkungen auf benötigtes Personal in den Bereichen Fahrplanmanagement, Betriebsplanung, Leitstelle und Leittechnik.
- Eine Präqualifizierung (Schulung) von allen kurativen Maßnahmen hinsichtlich Sicherheit, Wirksamkeit & Koordinierbarkeit als auch der Beeinflussung Dritter ist notwendig. Insbesondere für neu einzuführende *kurative Maßnahmen*-Typen mit einem hohen Wirkungsbereich oder Koordinationsbedarf sollte ein Gutachten durch ein unabhängiges Institut in Betracht gezogen werden. Auf diese Weise kann durch eine sachgerechte Überprüfung, insb. für die kritischen Echtzeitprozesse, die Vollständigkeit der Konzepte gewährleistet werden.

Quellenverweise - 3.4 Demonstratoren und Feldtests

[3.4-1] „OpSim,“ 2021. [Online]. Available: www.opsim.net.

[3.4-2] „beeDIP: Datenintegration und Pilotsysteme für die Netzbetriebsführung,“ 2021. [Online]. Available: https://www.iee.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/netzplanung-und-netzbetrieb/werkzeuge/beedip.html.

[3.4-3] „pandapower,“ 2021. [Online]. Available: http://www.pandapower.org/.

[3.4-4] „pandaplan“ 2021. [Online]. Available: https://www.iee.fraunhofer.de/pandaplan

[3.4-5] A. Raab, T. T.-T. Nguyen, D. Frauenknecht, G. Mehlmann, C. Scheibe, and A. Wellhoefer, “Converter-based Control using Co-Simulation with a Power System Simulation Tool,” in NEIS 2021: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems: Hamburg, 13 - 14 September 2021, D. Schulz, Ed., Berlin: VDE Verlag, 2021.

3.5 Beteiligung weiterer Interessensgruppen

3.5.1 Beteiligung europäischer Partner

Arbeitspaket 6.3, beteiligte Partner: TTG, WN

Das Arbeitspaket 6.3 hatte das Ziel, die InnoSys-Konzepte auch auf europäischer Ebene bekannt zu machen und mit den entsprechenden Stakeholdern in die Diskussion zu gehen. Dafür wurden die Diskursmöglichkeiten bei ENTSO-E und E.DSO genutzt.

Um die Konzepte mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern tiefergehend behandeln zu können, wurde Ende 2019 außerhalb des Projektes eine ENTSO-E Arbeitsgruppe („Innovative System Operation Concepts“) gegründet. Zu Beginn hat die Gruppe eine Übersicht zu innovativen Konzepten in der Systemführung erarbeitet, worin auch kurative Einsatzkonzepte aufgenommen wurden. Weiterhin wurde ein Fragebogen erstellt, der im ENTSO-E Kreis verteilt wurde, um die Erfahrungen anderer europäischer Übertragungsnetzbetreiber zu innovativen Konzepten berücksichtigen zu können. Im letzten Teil wurden Herausforderungen und Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung diskutiert und zusammengefasst (siehe auch Abbildung 3-80).

Eigenschaft	Herausforderung
Aktivere Leistungsflusssteuerung	• Komplexere Entscheidungsfindung • Schnellere und häufigere Leistungsflussänderungen • Stärkere Beeinflussung von Nachbarnetzen
Neue Betriebsmittel	• Berücksichtigung des Verhaltens der BM in relevanten Werkzeugen • Gewährleistung einer hohen Zuverlässigkeit
Kurative Betriebsweise	• Neuer Ansatz zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit • Häufiger Leistungsflussveränderungen nach Fehlerfällen • Wechselwirkung zwischen präventiven und kurativen Maßnahmen • Begrenzte Reaktionszeiten in (n-1)-Fällen • Neue Grenzwerte • Simulation der Konzepte in BP und RT • Zuverlässige Auslösekonzepte

Weiterentwicklung der Koordinationsprozesse
Weiterentwicklung von Werkzeugen und des Netzleitsystems
Weiterentwicklung des Datenaustauschs
Realisierung von höchst zuverlässigen Systemen

Abbildung 3-80: Herausforderungen und Voraussetzungen für die Umsetzung innovativer Systemführungskonzepte

Zu den Kernergebnissen der Aktivität bei ENTSO-E in Bezug auf InnoSys 2030 gehören:

- Kurative Systemführung ist kein komplett neues Thema in Europa. Es gibt schon einige Anwendungen/Ansätze, die in diese Richtung gehen und auf denen aufgebaut werden kann.
- Es sind aber dennoch einige Entwicklungen erforderlich, um die kurative Systemführung vollumfänglich in Europa anwenden zu können. Dazu gehören vor allem Anpassungen in den IT-Systemen, beim Datenaustausch und in den Koordinationsprozessen. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass die Konzepte höchstzuverlässig funktionieren.

- Für die Konzepte sind einige Stakeholder einzubeziehen. Dazu gehören vor allem die Netzbetreiber (ÜNB, VNB), Anlagenbetreiber, Regionale Koordinatoren (z. B. TSCnet), und Hersteller. Zudem sind für die Anpassung von Rahmenbedingungen die nationalen und internationalen Regulierungsbehörden, die Europäische Kommission und ENTSO-E u. a. erforderlich.
- Der Wissenstransfer und Erfahrungsaustausch kann helfen ein gemeinsames Verständnis für die Konzepte zu entwickeln, aus den „Lessons Learned“ anderer ÜNB die Konzepte zu verbessern und die erforderlichen Weiterentwicklungen leichter voranzutreiben. ENTSO-E stellt dafür eine geeignete Plattform dar.

Auch auf Verteilnetzebene wurde ein Dialog mit den europäischen Stakeholdern organisiert. Mit dem Ziel die in InnoSys 2030 erarbeiteten Systemführungskonzepte transparent zu machen sowie Auswirkungen und Wechselwirkungen für das Verteilnetz aufzuzeigen. Dazu wurden im Projekt Schwerpunktthemen für das Verteilnetz abgestimmt und aufbereitet und auf europäischer Ebene im E.DSO Projects Committee im September 2020 geteilt und diskutiert. Die aufgezeigten Projektaktivitäten mit Blick auf die zukünftigen Herausforderungen in der europäischen Stromversorgung stießen dabei auf positive Resonanz. In der Diskussion konnten zum Vorstellungszeitpunkt auf Nachfrage keine weiteren Erfahrungen oder vergleichbaren Aktivitäten außerhalb Deutschlands aufgenommen werden.

3.5.2 Beteiligung neuer Marktteilnehmer

Arbeitspaket 6.4, beteiligte Partner: TTG, NBW

Hinsichtlich der Akzeptanz der entwickelten Systemführungskonzepte ist es wichtig, dass die Bedürfnisse der einzelnen Stakeholder in den Entwicklungsprozess mit einbezogen werden. Insbesondere im Falle des kurativen *Redispatches* aus dem Verteilnetz werden auch neuere Akteure wie Betreiber virtueller Kraftwerke bzw. Anbieter aggregierter Flexibilität relevant.

Im Austausch mit potentiellen neuen Marktteilnehmern wurde der Ansatz einer kurativen Systemführung grundsätzlich positiv gesehen. Das gilt insbesondere für die Motivation Anzahl und Umfang der Eingriffe durch den Netzbetreiber zu reduzieren. Hinsichtlich der Bereitschaft Flexibilität bereitzustellen, sind im Besonderen bzgl. der Vergütung weitere Details auszuarbeiten. Dies gilt sowohl für die Vorhaltung entsprechender Flexibilitäten als auch für den tatsächlichen Abruf. Zudem ist es wichtig einzuschätzen zu können, wie oft die Flexibilität aktiviert und somit für den Abruf bereitgestellt wird und wie oft diese dann auch tatsächlich abgerufen wird. Insbesondere bei der Einbeziehung von Flexibilität seitens der Industrie sind Besonderheiten der jeweiligen Anlagen bzw. Fertigungsprozesse zu berücksichtigen. So können Anlagen prozessbedingt nach einem Abruf eine gewisse Zeit nicht mehr für weitere Abrufe zur Verfügung stehen.

Generell wird zwar der Ansatz einer kurativen Systemführung begrüßt. Hinsichtlich der Bereitschaft Flexibilität bereitzustellen, ist jedoch weiter auszuarbeiten, wie das Geschäftsmodell aus Sicht des Marktakteurs aussehen kann. Das gilt insbesondere für Anlagen, die nicht gesetzlich verpflichtet sind am *Redispatch* teilzunehmen.

3.6 Bewertung und Priorisierung von Konzepten

Im Teilprojekt 4 wurden die in InnoSys 2030 entwickelten Konzepte und erzielten Ergebnisse zusammengefasst und anhand verschiedener Kriterien sowohl qualitativ als auch quantitativ ganzheitlich bewertet. Die Bewertung fand in den Arbeitspaketen 4.1, 4.2 und 4.3 statt. Aufbauend auf den Bewertungsergebnissen wurde im Arbeitspaket 4.4 die Umsetzung der Konzepte in den Systembetrieb in Form einer Roadmap beschrieben.

Zu den übergeordneten Zielen des Teilprojekts gehören:

- Weiterentwicklung der Definition von Systemsicherheit unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen einer innovativen Systemführung
- Erstellung eines Kriterienkatalogs zur Bewertung der Konzepte und Simulationsergebnisse
- Identifikation der aus IT-Sicherheits-Sicht kritischen Konzepte und Vorstellung möglicher Lösungsansätze bzw. Benennung von weiterem Forschungsbedarf
- Gesamtbewertung
- Entwicklung einer Roadmap zur Implementierung von Konzepten und Tools in den Netzbetrieb

Für die Bewertung der Konzepte und Simulationsergebnisse wurde eine umfangreiche Liste an Kriterien erstellt. Zu den Kriterien gehören unter anderem:

- Komplexität und Flexibilität
- Technischer und regulatorischer Handlungsbedarf
- Investitions- und Betriebskosten
- Prüfbarkeit von Mess- und Steuerbefehlen
- Zeitliche Kritikalität
- Redundanz
- Redispatcheinsparung
- Netzauslastung
- Blindleistungsbedarf/Spannungsstabilität

Auf Basis der in Teilprojekt 2 beschriebenen Konzepte, der Simulationsergebnisse aus Teilprojekt 3 und der Ergebnisse aus den Demonstratorversuchen und Feldtests wurde die Bewertung durchgeführt. Zu den Kernergebnissen des Teilprojekts gehören u. a.:

- Erarbeitung eines gemeinsamen Kriterienkatalogs für die Bewertung der in TP 2 und TP 3 erzielten Ergebnisse in den Arbeitspaketen 4.1 - 4.3
- Qualitative und quantitative Bewertung der Systemsicherheit
- Bewertung des Nutzens, Aufwands und der praktischen Umsetzbarkeit
- Qualitative Bewertung der IKT-Sicherheit
- InnoSys-Roadmap

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen kurz zusammengefasst.

3.6.1 Bewertung der Systemsicherheit

Arbeitspaket 4.1, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, EWE, AVA, WN, IEE, IAEW, TUD, TUIL

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurde der Begriff der Systemsicherheit unter Berücksichtigung der zukünftigen Anforderungen einer innovativen Systemführung im Allgemeinen und im Besonderen unter Berücksichtigung kurativer Systemführungskonzepte behandelt. Die Bewertung der Systemsicherheit wurde anhand eines Kriterienkatalogs bestehend aus quantitativen und qualitativen Kriterien durchgeführt.

Die Systemsicherheit des elektrischen Energiesystems umfasst eine jederzeit sichere und unterbrechungsfreie Versorgung, welche durch die Einhaltung der Standards und der Grenzwerte des Systems gewährleistet wird. Abbildung 3-81 systematisiert die Systemsicherheit und ihre einzelnen Aspekte und stellt den Fokus in InnoSys 2030 dar. In InnoSys 2030 wurde der Fokus auf die in dunkelgrün dargestellten Aspekte gelegt: die dynamische Stabilität, die Einhaltung der Spannungsgrenzen und die Einhaltung von Engpassströmen.

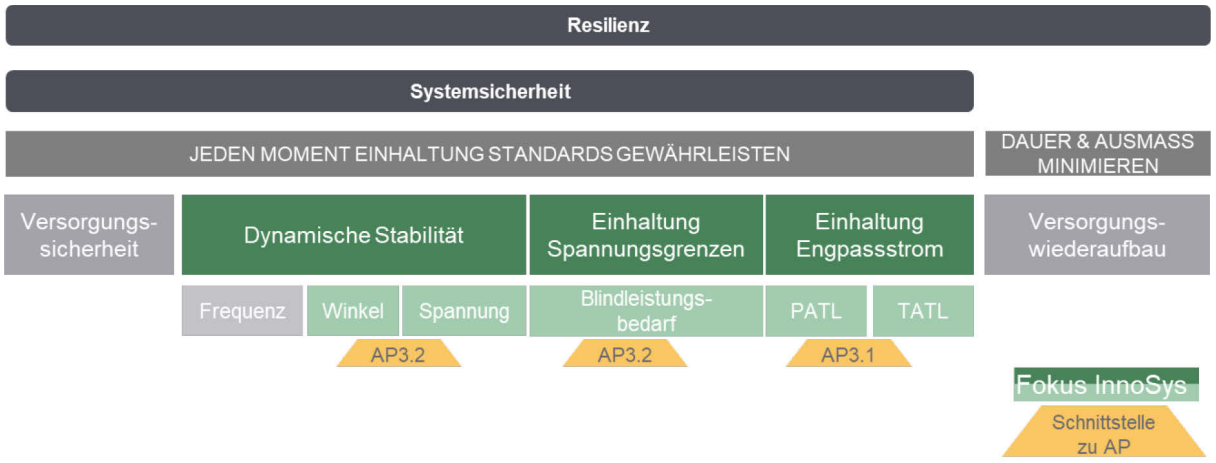


Abbildung 3-81: Schematische Einteilung der Resilienz von Stromnetzen in Systemsicherheit und Versorgungswiederaufbau und die Einzelaspekte der Systemsicherheit.

3.6.1.1 Bewertungsmethodik

Für die Bewertung der in InnoSys 2030 erarbeiteten Systemführungskonzepte in Relation zum heutigen Sicherheitsniveau konnte der InnoSys-Systemführungsprozess nicht von den sich in Zukunft ändernden Rahmenbedingungen isoliert betrachtet werden. Die Systemsicherheit im Jahr 2030 ist von vielen verschiedenen Aspekten beeinflusst, unter anderem: neue leistungsflussbeeinflussende Betriebsmittel, Netzausbau, massiver Ausbau von Photovoltaik- und Windpark-Anlagen sowie ein Umbau des konventionellen Kraftwerksparks. Darüber hinaus ist der InnoSys-Systemführungsprozess ein ganzheitlicher Prozess für verschiedene innovativen (*präventiven* und *kurativen*) Maßnahmen. Dennoch wurde in dem Arbeitspaket bewertet, wie sich eine innovative (präventive + kurative) im

Gegensatz zu einer rein präventiven Systemführung verhält. Darauf aufbauend werden die Einflüsse auf die Systemsicherheit identifiziert und Maßnahmen genannt, um die Systemsicherheit auf einem vergleichbar hohen Niveau zu halten.

Wie in der Abbildung 3-82 dargestellt, hat eine Bewertung der Systemsicherheit auf Basis qualitativer und quantitativer Kriterien stattgefunden. Für die qualitativen Überlegungen wurde der in InnoSys 2030 entwickelte Systemführungsprozess und die darauf basierenden Konzepte aus TP 2 vor allem hinsichtlich der Detektion der Auslösebedingungen sowie hinsichtlich der Anlagensteuerung, der Auslösung, der Verfügbarkeitsprüfung und auch der Dimensionierung der kurativen Maßnahmen bewertet. Daraus wurden Anforderungen für die Umsetzung der Dimensionierung und der Auslösung der Maßnahmen aus Sicht der Systemsicherheit abgeleitet.

Die quantitative Bewertung basierte auf dem Vergleich der Ergebnisse von Netzsimulationen aus TP 3 auf Basis des Referenzjahres 2030. Es wurde eine rein präventive Systemführung mit den in InnoSys 2030 erarbeiteten kurativen Systemführungskonzepten verglichen. Daraus wurden Risiken für die Systemsicherheit identifiziert und Voraussetzungen für eine sichere Umsetzung abgeleitet. Für die stationären Simulationen kam das planungsorientiere Verfahren des IAEW zur Simulation des Übertragungsnetzbetriebs, beschrieben in Abschnitt 3.3.1.3, und für die dynamischen Simulationen die Zeitbereichssimulationen des IAEW, beschrieben in Abschnitt 3.3.2.5, zur Anwendung.

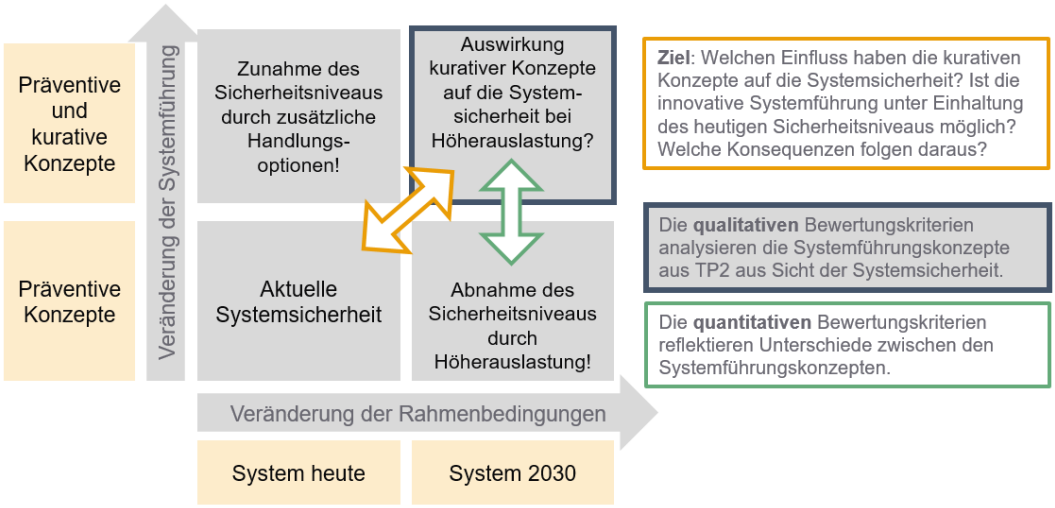


Abbildung 3-82: Mögliche Einflüsse der veränderten Rahmenbedingungen und Systemführungskonzepte auf die Systemsicherheit mit Untersuchungsziel (orangener Doppelpfeil), qualitativer Bewertung (dunkel blauer Rahmen) und quantitativer Bewertung (grüner Doppelpfeil).

3.6.1.2 Wichtigste Erkenntnisse

1. Redundanzkonzept für die Ansteuerung der kurativen Maßnahmen

Innovative Systemführungskonzepte ermöglichen eine höhere Auslastung des bestehenden Übertragungsnetzes, als dies mit den heutigen – vornehmlich präventiv – geprägten Systemführungskonzepten möglich ist. Die Grundvoraussetzung für die Systemsicherheit bei kurativer Systemführung sind Redundanzanforderungen in der Fehlerdetektion, Anlagensteuerung und beim Maßnahmenabruf. Die Redundanz der kurativen Maßnahmen selbst kann durch Ersatzmaßnahmen, die im operativen Planungsprozess zu bestimmen sind, sichergestellt werden.

Die zwei in Abbildung 3-83 dargestellten Ausführungsvarianten erfüllen die (n-1)-Sicherheit bei Fehlfunktion einer Teilfunktion des Steuerungssystems, ermöglichen ein gleichbleibendes Niveau der Systemsicherheit im Vergleich zu präventiver Systemführung und erfüllen die Anforderungen von SO GL Artikel 37 c. Aus diesem Grund werden aus Sicht der Systemsicherheit für die Ausgestaltung von kurativen Maßnahmen diese zwei Ausführungsvarianten empfohlen.

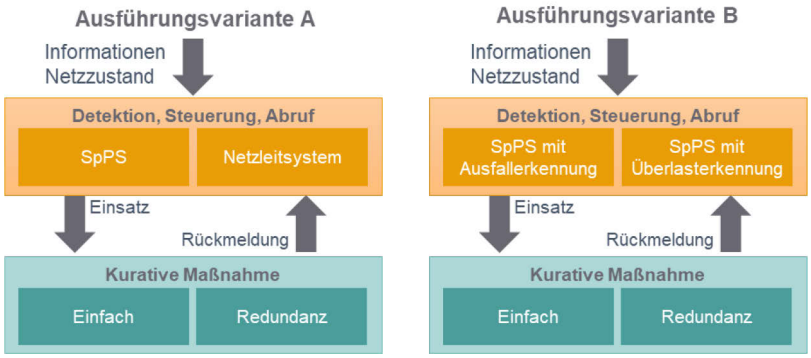


Abbildung 3-83: Ausführungsvarianten der Redundanzkonzepte bei kurativen Maßnahmen

2. Dimensionierung von kurativen Maßnahmen

Bei Einsatz kurativer Maßnahmen besteht ein höheres Risiko im Falle einer nicht ausreichenden Wirkung auf den Engpass aufgrund von Prognoseabweichungen, topologischen Änderungen oder kurzfristiger Nichtverfügbarkeit von Maßnahmen als bei präventivem Einsatz. Dem kann beispielsweise durch die Berücksichtigung von geeigneten Sicherheitsmargen (TATL, kurativ Potential) begegnet werden und wird aus Sicht der Systemsicherheit empfohlen.

3. Auswirkungen auf die Verteilnetzsicherheit

Im Falle einer Vermaschung zwischen HöS-Netz und HS-Netz ist eine Beeinflussung des HS-Leistungsflusses durch den HöS-Leistungsfluss unvermeidbar (Kreisflüsse). Auslöser können ungeplante Betriebsmittelausfälle sowie geplante Schalthandlungen oder der Einsatz leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel (wie PST oder HGÜ) sein. Durch den kurativen Betrieb werden diese Effekte mitunter verstärkt, da die Netze nun höher ausgelastet sind und

Leistungsflussverschiebungen schneller zu Engpässen führen können. Daher ist es unabdingbar, dass der Übertragungsnetzbetreiber in seinen Betriebsplanungsprozessen die Auswirkungen auf das nachgelagerte Verteilnetz stärker berücksichtigt. Gleichzeitig sind Betriebsplanungsprozesse so zu gestalten, dass eine beiderseitige Nachvollziehbarkeit der Rückwirkungen von Maßnahmen in Übertragungs- und Verteilnetz gegeben ist.

4. Netzauslastung im (n-0)- und (n-1)-Fall

Je nach Netzbetriebsführungskonzept ergeben sich für eine Netzsituation (Kombination aus Netztopologie und Last-/Einspeise-Situation) unterschiedliche Ergebnisse der Netzbetriebs-Optimierung und damit unterschiedliche präventive und gegebenenfalls kurative Engpassbehebungsmaßnahmen. *Präventive Maßnahmen* werden im Voraus für den Planungszeitpunkt umgesetzt und die Auslastung des Netzes ergibt sich entsprechend unter Anwendung der je nach Netzbetriebsführungskonzept resultierenden *präventiven Maßnahmen*. Für die Bewertung der Netzbetriebsführungskonzepte hinsichtlich ihrer Auswirkung auf die Netzauslastung wurden somit sämtliche Netzsituationen des simulierten Jahreslaufs unter Berücksichtigung *präventiver Maßnahmen* analysiert. Darüber hinaus fand sowohl eine Analyse der Auslastung im (n-0)-Fall als auch in sämtlichen (n-1)-Fällen der Netzsituationen statt.

Die Untersuchungen ergaben, dass die kurativen Konzepte, die ein höheres Potential zur Reduzierung des Einsatzes präventiver Engpassbehebungsmaßnahmen aufweisen, erwartungsgemäß mit einer höheren Netzauslastung einhergehen. Insbesondere bei dem kurativen Einsatz von Netzbooster, HGÜ und PST war bei einer höheren Anzahl von Leitungen als bei dem präventiven Referenzszenario häufiger eine Auslastung in einem für die Systemführung üblicherweise kritischen Bereich festzustellen. Dies ist in den Simulationen sowohl im (n-0)- als auch im (n-1)-Fall vorgekommen.

Die Höherauslastung der Netze reduziert unabhängig vom Systemführungskonzept die inhärente Sicherheit des Systems, da im Fehlerfall größere Leistungen von zuvor schon stärker ausgelasteten Betriebsmitteln übernommen werden müssen. Es besteht ein höherer Handlungs- und Koordinationsbedarf in der Systemführung, bei gleichzeitiger Reduktion der zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen. Dies gilt sowohl für den (n-0)- als auch für den (n-1)-Fall und beeinträchtigt die Systemsicherheit.

5. Stationäre Blindleistungsaspekte

Als Bewertungskriterium wurden die jährlichen Blindleistungsflüsse und -bedarfe des Netzes zwischen zwei Jahresläufen ermittelt und ausgewertet: Ein Referenzjahreslauf, in dem ausschließlich präventiver *Redispatch* vorgenommen wird und ein Innovativjahreslauf, bei dem ergänzend zum präventiven *Redispatch* auch *kurative Maßnahmen* (mit Ausnahme von Netzboostern) eingesetzt werden. Ein Vergleich des stationären spannungshebenden Blindleistungsbedarfs zwischen den

beiden Jahresläufen zeigte einen Anstieg von etwa 3,8 Gvar im Innovativjahreslauf verglichen zum Referenzjahreslauf. Dies entspricht einem Zubaubedarf von 13 Anlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 300 Mvar. Darüber hinaus zeigte ein Vergleich der stationären Blindleistungsflüsse zwischen den Jahresläufen auch eine Differenz von 350 Mvar innerhalb einzelner Netzgruppen. Dies ist insbesondere durch die lokal höheren Blindleistungsbedarfe einzelner Netzgruppen zu begründen. Für die meisten Netzgruppen betrug der Unterschied in den stationären Blindleistungsflüssen jedoch weniger als 200 Mvar. Hieraus lässt sich ableiten, dass die Blindleistungsbedarfe und -flüsse aufgrund der kurativen Betriebsweise und der dadurch höheren Auslastung des Netzes in einigen Netzgruppen deutlich gestiegen sind. Die daraus resultierenden Anforderungen müssen bei der Netzplanung und beim Netzausbau berücksichtigt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

6. Systemdynamik

Für die Bewertung der Systemdynamik wurden rund 3500 Fehlerszenarien untersucht. Die Fehlerszenarien wurden dann im Hinblick auf verschiedene Bewertungskriterien wie z.B. die Generatorwinkeldifferenz, die Spannungstrajektorien im dynamischen (n-1)-Fall und die dynamischen Blindleistungsbedarfe analysiert. Die analysierten Fehlerszenarien zeigten, dass durch die kurative Betriebsweise keine zusätzlichen Instabilitäten vorkommen. Unabhängig von der präventiven und kurativen Betriebsweise wurde deutlich, dass sich das Netz in einzelnen betrachteten NNF nahe an den Stabilitätsgrenzen befindet und die Betriebsweise in den Szenarien hinsichtlich der Stabilitätsgrenzen anzupassen ist. Die Abhängigkeit der Stabilität von lokalen Blindleistungsbedarfen und -reserven der regelbaren Anlagen verdeutlicht zudem die Relevanz einer hohen Verfügbarkeit der Blindleistungskompensationsanlagen. Insgesamt können Kurzzeitinstabilitäten in hochausgelasteten Netzsituationen sowohl bei präventivem als auch kurativem *Engpassmanagement* auftreten. Die Anzahl der beobachteten Instabilitäten erhöhte sich nicht durch die kurative Betriebsweise in den Simulationen mit einem Grenzstrom von bis zu 4 kA. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Fokus der Analysen auf (n-1)-Ausfällen lag. Bei außergewöhnlichen Störungen (sog. exceptional contingencies) und Common-Mode-Ausfällen sind höhere dynamische Blindleistungsbedarfe zu erwarten und sind somit zukünftig ebenfalls zu überprüfen.

3.6.1.2.1 Randbedingung für die quantitativen Untersuchungen:

Eine deutlichere Abnahme der Systemsicherheit als in den quantitativen Untersuchungen festgestellt, ist grundsätzlich zu erwarten, falls geplante Netzbauprojekte oder die Installation von PST, HGÜ und Blindleistungskompensationsanlagen nicht, wie geplant und im Netzmodell für die Simulationen angenommen, realisiert werden. Auch eine sichere, redundante Auslegung der kurativen Maßnahmen ist ohne die geplanten Betriebsmittel nicht möglich.

3.6.2 Bewertung der IKT-Sicherheit

Arbeitspaket 4.3, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, AVA, WN, FKIE, IAEW

Die Systemführungskonzepte aus TP 2 beschreiben auf prozessualer Ebene die Nutzung vorhandener und neuer Betriebsmittel in der Systemführung. Da insbesondere die kurativen Aspekte noch nicht implementiert sind, kann dafür keine Bewertung der IKT-Sicherheit erfolgen. Stattdessen wurden aus dem Systemführungsprozess und den Technologiekonzepten relevante IKT-Sicherheitsaspekte herausgearbeitet, um für die Implementierung der Konzepte Empfehlungen abgeben zu können, die die IKT-Sicherheit stärken. Der Fokus liegt hierbei insbesondere auf den Kommunikationsbeziehungen und den verarbeiteten Daten.

3.6.2.1 Bewertungskriterien für IKT-Sicherheit

Als Grundlage für die Bewertung wurden IKT-Sicherheitsanforderungen und -vorgaben als Kriterien festgelegt, insbesondere aus einem Whitepaper des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) [3.6-1]. Der Schwerpunkt der Bewertung lag insbesondere auf solchen Kriterien, die sich bereits auf Konzeptionsebene erfassen lassen, gleichzeitig aber eine hohe Relevanz für die IKT-Sicherheit bei der praktischen Umsetzung haben. Außerdem wurden für die Bewertung Konzeptbeschreibungen, Antworten auf einen speziell entwickelten Fragebogen sowie Diskussionen mit den Konzeptverantwortlichen herangezogen. Die auf dieser Basis vorgenommene Bewertung wurde mit den Konzeptverantwortlichen validiert sowie im weiteren Projektverlauf anhand der Ergebnisse von Demonstratoren und Feldtests überprüft und, sofern notwendig, an neue Erkenntnisse angepasst.

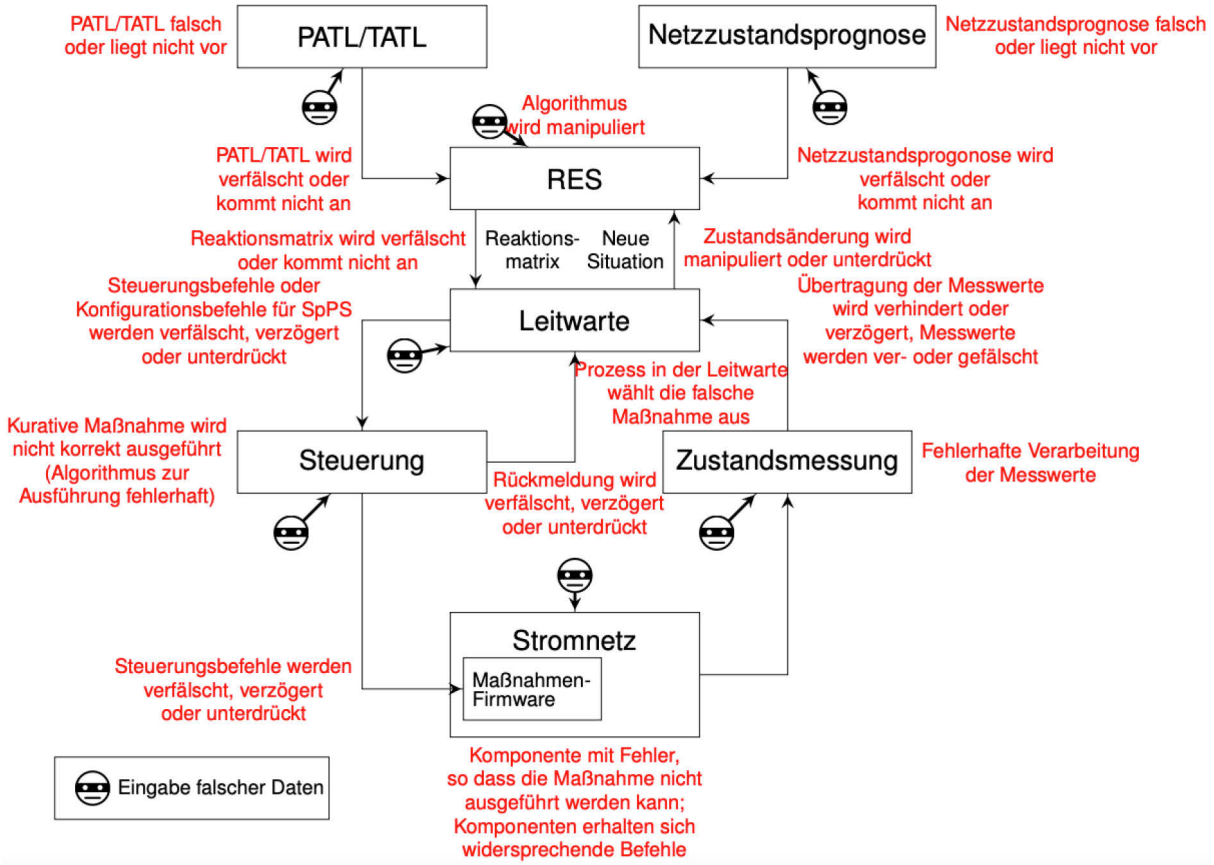


Abbildung 3-84: HLCS-Modell des InnoSys-Systemführungsprozesses mit identifizierten Bedrohungen (rot).

3.6.2.2 Bewertung der Maßnahmen und Konzepte bezüglich IKT-Sicherheit

Bei der Bewertung der verschiedenen Konzepte aus InnoSys 2030 sticht besonders die InnoSys-Systemführung hervor, da diese konzeptübergreifend die Planung von kurativen Maßnahmen und, im Fehlerfall, deren Auslösung und Erfolgskontrolle regelt. Für Angreifer stellt sie daher ein enorm lohnendes Ziel dar, welches folglich besonders geschützt werden muss. Für die Bewertung wurde auch hier vorrangig auf Konzeptbeschreibungen, Befragungen und Diskussionen zurückgegriffen, auf deren Grundlage dann der InnoSys-Systemführungsprozess in Form einer High Level Control Structure (HLCS) modelliert wurde (siehe Abbildung 3-84). Dieses Vorgehen stützt sich auf die System-Theoretic Process Analysis for Security (STPA-Sec) [3.6-2], die IKT-Sicherheit und Prozesssicherheit mit einer gemeinsamen Methodologie adressiert. Dafür müssen zunächst die Voraussetzungen („Requirements“) für die erfolgreiche Ausführung des InnoSys-Systemführungsprozesses identifiziert werden. Diese lassen sich wie folgt zusammenfassen: (i) Der Netzzustand kann prognostiziert werden, (ii) der Netzzustand (und Fehler) können erfasst werden, (iii) *kurative Maßnahmen* können zum gegebenen Netzzustand berechnet werden und (iv) *kurative Maßnahmen* können umgesetzt werden. Daraus lassen sich dann die möglichen Schwachstellen im Prozessablauf („Vulnerabilities“) und die daraus resultierenden Schäden („Loss Events“) ableiten. So

hat sich beispielsweise gezeigt, dass mögliche Schwachstellen im Systemführungsprozess vor allem bei der Fehlererkennung und Auslösung von kurativen Maßnahmen bestehen. Eine Ausnutzung dieser Schwachstellen kann dann mit großer Wahrscheinlichkeit zu Schäden an der Primärtechnik führen.

Weiterhin lassen sich mithilfe des HLCS-Modells auch im Zusammenspiel der verschiedenen Komponenten des InnoSys-Systemführungsprozesses konkrete Bedrohungen identifizieren, die dann in einem weiteren Schritt durch die Umsetzung von verschiedenen IKT-Sicherheitsmaßnahmen adressiert werden können. So könnte ein Angreifer beispielsweise die Mitteilungen über Zustandsänderungen zwischen Leitwarte und Redispatch-Ermittlungs-Server (RES, siehe Abbildung 3-84) unterdrücken, was zu einer falschen Berechnung der Reaktionsmatrix führen könnte. Als IKT-Sicherheitsmaßnahme wurde für diesen Fall ein Quittungsmechanismus zwischen Leitwarte und Redispatch-Ermittlungs-Server vorgeschlagen, damit unterdrückte Zustandsänderungen zügig von der Leitwarte erkannt werden können. Zusätzlich sollte die Leitwarte den aktuellen Zustand periodisch dem Redispatch-Ermittlungs-Server mitteilen, selbst wenn keine Änderungen vorliegen, damit dieser ebenfalls die Unterdrückung von Zustandsmitteilungen feststellen kann. Auf diese Weise konnten allein für den InnoSys-Systemführungsprozess 26 unterschiedliche Bedrohungen identifiziert werden und dafür entsprechende Gegenmaßnahmen vorgeschlagen werden. Insgesamt wurde jedes vorgeschlagene Konzept aus InnoSys 2030 systematisch auf mögliche Sicherheitslücken und Schwachstellen untersucht und bewertet. Anschließend konnten dann zu jedem Konzept detaillierte Hinweise für eine sichere Implementierung herausgearbeitet werden.

Die Bewertungsergebnisse der Technologiekonzepte variieren im Detail geringfügig, insbesondere im Hinblick auf die Komplexität der Kommunikation und spezielle Anforderungen, die sich aus den am jeweiligen Konzept beteiligten Parteien ergeben. Bei konzeptioneller Betrachtung lassen sich jedoch einige übergreifende Beobachtungen feststellen, die bei der weiteren Entwicklung und Umsetzung der Konzepte bedacht und adressiert werden müssen, um IKT-Sicherheitsanforderungen und -vorgaben erfüllen zu können.

Hier muss besonders beachtet werden, dass neue Maßnahmen und Konzepte zu neuen oder verstärkt genutzten, zunehmend auch automatisierten, Kommunikationsbeziehungen führen können, z. B. durch eine stärkere Nutzung von bestehenden oder der Etablierung neuer Kommunikationswege. Alle diese neuen oder verstärkt genutzten Kommunikationsbeziehungen müssen grundsätzlich auf ihre Auswirkungen auf IKT-Sicherheit bewertet, kontinuierlich überwacht sowie weiter abgesichert werden, z. B. durch Netzwerksegmentierung. Dabei sind insbesondere Maßnahmen zum Umgang mit Verzögerungen, Erreichbarkeitsfehlern und Unterdrückungen von Nachrichten zu berücksichtigen, durch die Geräte und Systeme temporär oder dauerhaft nicht erreichbar sein können. Daher müssen Vorkehrungen getroffen werden, um zu verhindern, dass wichtige Messwerte oder Befehle ihr Ziel unbemerkt nicht erreichen und somit gegebenenfalls die Erkennung potenziell kritischer Situationen

oder die Auslösung von Maßnahmen nicht möglich ist. Beispiele für solche Vorkehrungen sind etwa Quittierungsmechanismen oder feste Kommunikationsmuster.

Praktisch alle Maßnahmen und Konzepte sind auf die korrekte Übertragung von Messwerten und Befehlen angewiesen. Diese können jedoch, in erster Linie durch Angriffe, direkt auf Geräten oder auf dem Übertragungsweg manipuliert worden sein oder anderweitig fehlerbehaftet sein. Somit ist grundsätzlich ein Misstrauen in empfangene Messwerte und Befehle zwingend erforderlich, insbesondere in Anbetracht eines höheren Automatisierungsgrads. Notwendige Maßnahmen umfassen hier hauptsächlich den Schutz von Messwerten und Befehlen vor Manipulation auf dem Übertragungsweg, z. B. durch Integritätssicherung und Authentifizierbarkeit, sowie die inhaltliche Validierung bzw. Plausibilisierung von empfangenen Messwerten und Befehlen, z. B. durch den Abgleich gegen erwartetes Verhalten, die Überprüfung der Einhaltung von Grenzwerten sowie die Gegenprüfung von Befehlen gegen den erwarteten Zieleffekt der jeweiligen Maßnahme. Gleichzeitig lässt sich festhalten, dass die Vertraulichkeit der Kommunikation häufig nachrangig schützenswert ist und zuvorderst Authentifizierbarkeit und Integritätssicherung umgesetzt werden müssen. Die Auswirkungen von Maßnahmen zur Sicherstellung der Vertraulichkeit von Kommunikation, insbesondere Verschlüsselung, müssen zudem im Einzelfall gegen entstehende Nachteile abgewogen werden, da sie den Einsatz von anderen IKT-Sicherheitsmaßnahmen, wie beispielsweise Deep Packet Inspection, zustands- und inhaltsbasierter Intrusion Detection sowie Health Checks von Geräten basierend auf Anomalien im Netzwerkverkehr, erschweren können.

3.6.2.3 Bewertung der IKT- Sicherheit anhand der Ergebnisse von TP 5

Zusätzlich zu den Erkenntnissen aus der konzeptionellen Bewertung lässt sich in der Gesamtbewertung der Ergebnisse der Feldtests und Demonstratoren insbesondere die Wichtigkeit der Betrachtung des menschlichen Faktors in der Systemführung auch für die IKT-Sicherheit identifizieren. Der Umsetzungsfahrplan für die Einführung der kurativen Systemführung aus dem InnoSys-Systemführungsprozess sieht die langsame Einführung kurativer Maßnahmen in mehreren Evolutionsstufen bis hin zu ihrer flächendeckenden Nutzung vor. Das Feedback aus der Systemführung im Rahmen der Feldtests und Demonstratoren lässt darauf schließen, dass bereits für die initiale Einführung kurativer Maßnahmen die meisten automatisierten technischen Unterstützungssysteme zur Verfügung stehen müssen, um den kurativen Betrieb für die Systemführung beherrschbar zu machen.

3.6.3 Nutzen, Aufwand, praktische Umsetzbarkeit, Risiken und Gesamtbewertung

Arbeitspaket 4.2, beteiligte Partner: 50HzT, AMP, TNG, TTG, MIT, AVA, NBW, WN, IEE, IAEW

Im Speziellen liegt der Fokus des AP 4.2 auf der gesamteinheitlichen Betrachtung von *Kosten, Nutzen/Aufwand,* der *praktischen Umsetzbarkeit* der Konzepte sowie den mit der kurativen Systemführung verbundenen *Risiken.* Unter dem *Nutzenaspekt* werden systemsicherheitsrelevante Untersuchungen nicht berücksichtigt. Diese werden im Detail im AP 4.1 untersucht.

3.6.3.1 Bewertungsgrundlage

Die Bewertungsgrundlage der kurativen Konzepte lieferte der Kriterienkatalog des AP 4.2. In diesem wurden sogenannte KPIs (Key Performance Indicator) definiert, um einen Mehrwert der Konzepte durch Gegenüberstellung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses unter Berücksichtigung des Risikos und der praktischen Umsetzbarkeit zu ermitteln. Dabei wurde unterschieden zwischen quantitativen KPIs, durch die Konzepte mithilfe von Simulationsergebnissen (oder anderweitigen analytischen Analysen) bewertet werden konnten, und qualitativen KPIs, deren Bewertung aus Erfahrungswerten oder sonstigen externen Quellen abgeleitet wurde.

Zu den Quellen, mit deren Hilfe die KPIs bewertet werden, zählen: a) die Konzeptdokumente aus dem TP 2, b) die Simulationsergebnisse aus dem TP 3, c) die in den einzelnen Häusern durchgeführte Expertenumfrage und d) weitere externe Quellen, die als solche ausgewiesen wurden.

3.6.3.2 Wesentliche Erkenntnisse

Im Folgenden sind die wesentlichen Erkenntnisse der Konzeptbewertung zusammengefasst:“

3.6.3.2.1 Nutzen

Der Fokus bei der Nutzenbewertung liegt auf der Bestimmung des vermiedenen präventiven Redispatchbedarfs (RD-Bedarf). Dieser wurde für jedes kurative Konzept für das Zieljahr 2030 ermittelt und mit einem Referenzlauf ohne *kurative Maßnahmen* verglichen. Die einzelnen Konzepte wurden dabei jeweils individuell und ohne Berücksichtigung weiterer kurativer Maßnahmen im Zielnetzmodell untersucht. Dadurch wird eine Vergleichbarkeit der Konzepte untereinander angestrebt. Detailuntersuchungen mit kombiniertem kurativen Maßnahmeneinsatz bei variablen Stellbereichen einzelner Maßnahmen finden sich in den Ergebnissen aus AP 3.1.

Abbildung 3-85 fasst dieses Simulationsergebnis für das Zieljahr 2030 wie folgt zusammen:

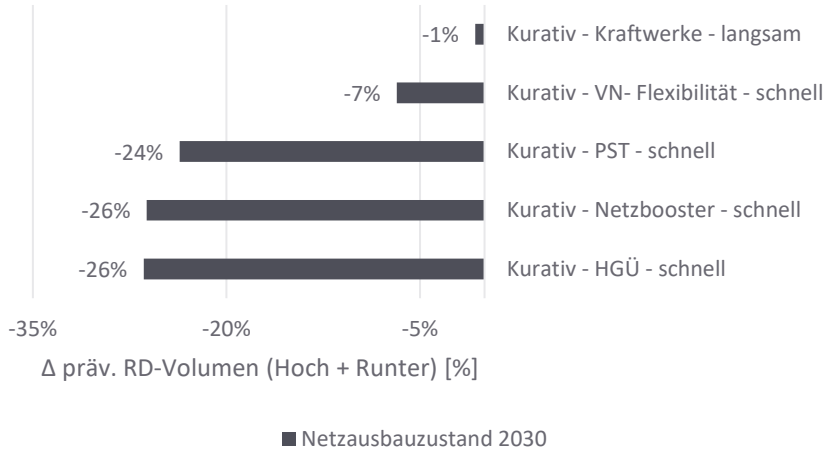


Abbildung 3-85: Durch kurative Maßnahmen vermiedenes präventives Redispatch-Volumen verglichen mit rein präventivem Rechenlauf.

Zu erkennen ist, dass aus heutiger Sicht mittels kurativer Konzepte sich präventive *Redispatch*-Volumina im Jahr 2030 bei isolierter Betrachtung der Konzepte um bis zu 26 % reduzieren lassen.

Weitere Untersuchungen ergeben darüber hinaus folgendes:

- Aufgrund der Optimierungsaufgabe und der zugrundeliegenden Zielfunktion, in der es um die Gesamtkostenminimierung geht, kommt es auch mit Berücksichtigung des kurativen *Engpassmanagements* (EPM) in manchen Netznutzungsfällen (NNF) zu einer präventiven *Redispatch*-Erhöhung. Die Gesamtkosten sind allerdings über den gesamten Zeitabschnitt dennoch geringer als ein rein präventiver Betrieb des Systems.
- Die Extrema der RD-Veränderungen innerhalb eines NNF liegen in dem untersuchten Jahreslauf bei:
    - Ca. -3 GW (Reduktion)
    - Ca. 1,2 GW (Erhöhung)
- Die Kostenabschätzung der vermiedenen RD-Kosten bei Verwendung des kurativen EPM ergibt bei unterer Abschätzung der Kostenfaktoren auf Basis historischer Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement (günstigster Fall), dass der Netzbooster isoliert betrachtet (d. h. ohne Kombination weiterer kurativer Maßnahmen) mit 46 Mio. € den größten Hub hinsichtlich RD-Kostenminimierung liefert. An dieser Stelle ist zu berücksichtigen, dass die Kosten für den RD im Jahr 2030 in keiner Korrelation zu den vergangenen historischen RD-Kosten stehen müssen und dieses Ergebnis lediglich als Richtgröße zu interpretieren ist.

3.6.3.2.2 Aufwand

- Signifikante Investitions- und Betriebskosten ergeben sich im Netzboosterkonzept durch den Bau von Neuanlagen. Die übrigen Konzepte setzen hingegen auf die Nutzung von

Bestandsanlagen oder von Anlagen, die ohnehin im Rahmen von im NEP beschriebenen Projekten errichtet werden.

- Als Hauptkostentreiber wird konzeptübergreifend der InnoSys-Systemführungsprozess gesehen. Der Investitionsaufwand wird hier getrieben durch die Prozessentwicklungs-, Implementierungs- und Automatisierungsaufgaben.

Gerade die Abschätzung der Kosten erwies sich bei zunehmender Bearbeitung des Kriteriums als besondere Herausforderung. Aus den Diskussionen im Fachkreis wurden stetig neue Impulse gegeben, die es zusätzlich zu untersuchen und zu bewerten galt und die eine Neubewertung aufgrund einer neuen Ausgangslage notwendig machten. Als Beispiel einer solchen Relativierung der Aufwandsabschätzung seien hier die sogenannten „indirekten Kosten“, als eine neue Kostenart zu nennen, die ursprünglich nicht im Kriterienkatalog enthalten war. Unter diesen Begriff fallen jegliche Kosten, die auf ein bestimmtes Konzept und nicht auf die Betrachtungen von OPEX/CAPEX (Betriebs- und Investitionsausgaben)zurückzuführen sind. Ein greifbares Beispiel sind die Kosten für zusätzliche Blindleistungskompensationsanlagen, die auf einen gestiegenen Blindleistungsbedarf nach Integration eines Konzeptes zurückzuführen sind. Solche Kostenrechnungen wurden im AP 4.2 nicht weiter im Detail untersucht und sind somit Bestandteil von Folgeuntersuchungen.

3.6.3.2.3 Risiko

Das mit den untersuchten Konzepten einhergehende Risiko lässt sich für das AP 4.2 unter „Veränderung der Komplexität“ sowie der Auswirkungen der Höherauslastung der Betriebsmittel hinsichtlich beschleunigter „Alterungsmechanismen“ zusammenfassen.

Veränderung der Komplexität:

- Konzepte adressieren Komplexität in unterschiedlichem Grad. Der Netzbooster in Form von Batteriespeichersystemen bringt als neuartiges Asset neue Herausforderungen hinsichtlich der prozessualen Ausgestaltung mit sich, insbesondere hinsichtlich der Einführung von Prozessen zur Ablösung und Rückführung.
- Die Komplexität wird zudem durch die Berücksichtigung des nationalen und internationalen Koordinierungsaufwands mit benachbarten Netzbetreibern gesteigert. Anpassungen der bestehenden Abstimmungsprozesse für die kurativen Zeitfenster sind notwendig.
- Konzepte wie der kurative *Redispatch* aus dem Verteilnetz hingegen bauen überwiegend auf bestehende Prozesse (bspw. RD 2.0[16]) auf. Da die Umsetzung des Redispatch 2.0

[16] Nichtsdestotrotz bedeutet dies nicht, dass ein vom bspw. RD 2.0 angestoßener Paradigmenwechsel in den historisch gewachsenen und fest verwurzelten Prozessen eine zu vernachlässigende Komplexitätsfacette darstellt. Allerdings lassen sich diese Hürden nicht auf die in InnoSys vorgestellten Konzepte zurückführen.

zeitgleich zu InnoSys stattgefunden hat, konnte der Komplexitätszuwachs durch eine Integration kurativer Maßnahmen jedoch nicht abschließend bewertet werden.

Zusätzliche Alterungsmechanismen:
Die Alterungsmechanismen werden in zwei Zeitbereiche unterteilt und bewertet: Der statische Bereich fasst Alterungsmechanismen zusammen, die im Normalbetrieb aufgrund der gemittelten höheren Auslastung der Betriebsmittel zu erwarten ist. Der dynamische Bereich deckt dabei solche Mechanismen ab, die im Nachfehlerfall aufgrund kurzzeitiger Überschreitung des PATL sowie ggfs. hochtransienter Einschwingvorgänge bei höherer Belastung folgen.
Zusammenfassend sind – auf Basis der Expertenbefragung – auf Grund der statischen Höherauslastung des Netzes durch die kurative Systemführung alle Betriebsmittel im Netz höher ausgelastet und damit verbunden thermisch höher beansprucht, sodass eine verkürzte Lebensdauer anzunehmen ist. Durch lokale Hotspots, insb. bei Freileitungen oder Transformatoren, kann es bei einem plötzlichen Temperaturanstieg (im Fehlerfall) zu einem Materialversagen kommen. Mehrfachausfälle können daher wahrscheinlicher werden. Um dem zu begegnen, sind die Wartungsintervalle zu verkürzen und höhere Anforderungen an die thermische Dimensionierung von neuen Betriebsmitteln zu stellen. Es sind jedoch keine neuen Alterungseffekte durch eine dynamische Höherauslastung (im Fehlerfall) zu erwarten.
Vor diesem Hintergrund müssen zahlreiche ältere Betriebsmittel, die noch im Einsatz und teilweise bereits 40 Jahre alt sind, gesondert auf Eignung und Belastbarkeit geprüft werden.

3.6.3.2.4 Praktische Umsetzbarkeit

Um die Flexibilität des Gesamtsystems nicht einzuschränken, empfiehlt es sich, die zu integrierenden kurativen Konzepte schrittweise aufzubauen. Die vorgestellten Konzepte setzen in großem Umfang auf bestehende bzw. genehmigte Assets auf, wodurch für viele Konzepte die prozessuale Integration in die Systemlandschaft eine zentrale Herausforderung darstellen wird. Die Konzepte greifen diesen Aspekt auch in ihren individuellen Umsetzungsfahrplänen auf. Während der etappenweisen Steigerung des kurativen Anteils an der Systemführung besteht die Möglichkeit im Notfall auf den heute erprobten präventiven Systembetrieb zurückzugreifen. Somit kann das Gesamtsystem als flexibel hinsichtlich einer allmählichen Hinzunahme der kurativen Konzepte betrachtet werden.

Zusätzlich müssen viele Tools der Systemführung sowie das Netzleitsystem (NLS) für die kurative Systemführung ertüchtigt werden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zahlreiche neue Schnittstellen geknüpft und bestehende überarbeitet werden müssen. Der hohe Koordinationsaufwand der kurativen Maßnahmen bedingt weitere (teil)automatisierte Tools, um die Netzsituation korrekt erfassen zu können. Zusätzlich steigen mit dem zunehmenden Automatisierungsgrad auch die Anforderung an Datenqualität und -umfang für die kurativen Maßnahmen. Die Notwendigkeit von zusätzlichen Automatisierungsfunktionen und Erweiterungen der HEO-Funktionalitäten wurde ebenfalls durch die Operatoren der ÜNB bestätigt.

Die betrieblichen Prozesse müssen ebenfalls für das kurative *Engpassmanagement* ertüchtigt und angepasst werden. Darunter fallen sowohl die Datenversorgung und die mathematische Modellierung innerhalb der vorhandenen Planungsprozesse als auch die internationalen Koordinationsprozesse. Um das kurative EPM international koordinieren zu können, bedarf es eines einheitlichen Verständnisses der kurativen Systemführung und ihrer individuellen Maßnahmen. Hierfür kann es notwendig sein, ein bi- bzw. multilaterales Vertragsgerüst aufzusetzen, in dem der Einsatz der Maßnahmen mit den beteiligten Partnern vereinbart ist.

Wie auch im Risikoabschnitt erwähnt, müssen gleichfalls technische Anpassungen am Netz durchgeführt werden, um einen möglichst breiten Zugang zu den Potenzialen der kurativen Systemführung zu erhalten. Darunter fallen bspw. die Ertüchtigung von existierenden Schaltfeldern, durch die eine temporäre Höherauslastung überhaupt ermöglicht werden kann. Die leittechnische Anbindung von weiteren Betriebsmitteln wie bspw. die Verteilnetzflexibilitäten der VNB muss ebenfalls gewährleistet werden. Um auf weiträumige Fehlerszenarien kurativ reagieren zu können, bedarf es zusätzlich einer deutschlandweiten Installation von Monitoringsystemen (WAMS etc.). Da aufgrund der Höherauslastung auch der Blindleistungshaushalt der Netze verändert wird, müssen an entsprechenden Stellen im Netz zusätzliche Kompensationsanlagen errichtet werden.

Neben den rein technischen Aspekten wurde im AP 4.2 ebenfalls der regulatorische Rahmen und die Klärung relevanter Aspekte untersucht. Da das kurative EPM neue Freiheitsgrade für die Systemführung mit sich bringt, müssen viele grundlegende Fragen zunächst geklärt werden. Darunter fallen bspw. die Klärung immissionsschutzrechtlicher Fragen für den kurativen Netzbetrieb nach InnoSys. Darüber hinaus müssen die Einsatzreihenfolgen von bestimmten Betriebsmitteln regulatorisch geschärft und festgehalten werden. Einige Betriebsmittel, wie bspw. batteriespeicherbasierte Netzbooster oder HGÜ, können neben dem Wirkleistungsbezug und der -einspeisung technisch weitere Systemdienstleistungen (STATCOM, Netzwiederaufbau etc.) erbringen. Dieser potenzielle Nutzen muss jedoch ebenfalls reguliert und mit den entsprechenden Behörden diskutiert und bewertet werden. Daraus ergeben sich weitere Fragen hinsichtlich der Kostenanerkennung, ihrer Verrechnung und Weitergabe.

Da die kurative Systemführung – analog zur heutigen Systemführung – durch die Operatoren der Netzbetreiber gelebt werden muss, wird auch der Aufwand für die Operatoren bewertet. Es zeigt sich, dass nahezu in jedem Bereich die Systemführer in der Schicht mit zusätzlichem Aufwand rechnen müssen. Bedingt durch die neue zeitliche Komponente und die kurzen Reaktionszeiten der kurativen Systemführung, die den Betrieb näher an zulässigen Systemgrenzen vorsieht, steigt das Stresslevel der Systemführer deutlich an. Dadurch wird die Netzüberwachung insgesamt für den Einzelnen herausfordernder. Sollten zudem manuelle Eingriffe vom Operator durchgeführt werden, müssen diese präzise und mit größter Sorgfalt ausgeführt werden. Entsprechende Schulungen sind demnach unabdingbar, um die Reaktionsbereitschaft stets auf höchsten Niveau zu halten.

Auf alle Erkenntnisse, die über die Demonstratoren und Feldtest gesammelt wurden, sei an dieser Stelle auf die entsprechenden Kapitel in diesem Bericht verwiesen. Die Kernaussagen wurden dort jeweils aufgegriffen und im Kontext der jeweiligen APs beleuchtet.

3.6.3.2.5 Fazit

Aus der Gesamtbewertung der ausgearbeiteten kurativen Konzepte und des InnoSys-Systemführungsprozesses wird der Nutzen und der Mehrwert der kurativen Betriebsweise des Transportnetzes ersichtlich. Mit der Integration der Konzepte können nicht nur beachtliche präventive RD-Volumina eingespart werden, sondern auch der Netzausbau in den kommenden Jahren unterstützt werden. Die kurativen Konzepte unterstützen durch die Erweiterung des Maßnahmenportfolios der ÜNB sowie den initiierten Paradigmenwechsel eine optimierte Netzauslastung verglichen zum Stand heute. Dennoch bringt ein Umschwung des beschriebenen Maßes enorme Aufwände mit sich, die vorab bewältigt werden müssen. Nicht nur müssen technische Anpassungen angestoßen und umgesetzt werden. Auch der empirische Umgang mit dieser neuen Art der Systemführung muss studiert und weiter verfeinert werden. Hierfür werden aktuell bereits einige Pilotprojekte ins Leben gerufen, die den Weg hin zur kurativen Systemführung nach InnoSys 2030 weiter ebnen sollen.

Die Einführung der neuen Grenzwerte (PATL/TATL) wurde bereits im neuen deutschen Grenzwertkonzept [3.6-3] aufgenommen. Experten der Häuser des Konsortiums sehen alleine durch den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) eine Möglichkeit zur Erhöhung der Vorfehlerausnutzung des Übertragungsnetzes. Die Integration der kurativen Systemführungskonzepte könnten ebenfalls – bei gleichbleibender Systemsicherheit – einen entsprechenden Hub von bis zu 20 % ermöglichen.

3.6.4 Ausblick und Roadmap

Arbeitspaket 4.4, beteiligte Partner: AMP, TNG, TTG, AVA, MIT, NBW, WN, FKIE, PSI

Die in InnoSys 2030 entwickelten Konzepte können einen wichtigen Beitrag für die Energiewende leisten, da sie eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes durch Leistungsflussbeeinflussung und den kurativen Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen ermöglichen und somit eine schnellere Integration erneuerbarer Energien erlauben. Im Arbeitspaket 4.4 wurde eine Roadmap entwickelt, die eine mögliche Umsetzung des InnoSys-Systemführungsprozesses und der Technologiekonzepte schrittweise in Form von Evolutionsstufen beschreibt. Die Realisierung der Roadmap ist teilweise mit hohem Ressourcen- und Entwicklungsaufwand verbunden und findet in verschiedenen Bereichen statt. Insgesamt wurden sechs wichtige Handlungsfelder identifiziert, die in Abbildung 3-86 dargestellt sind.

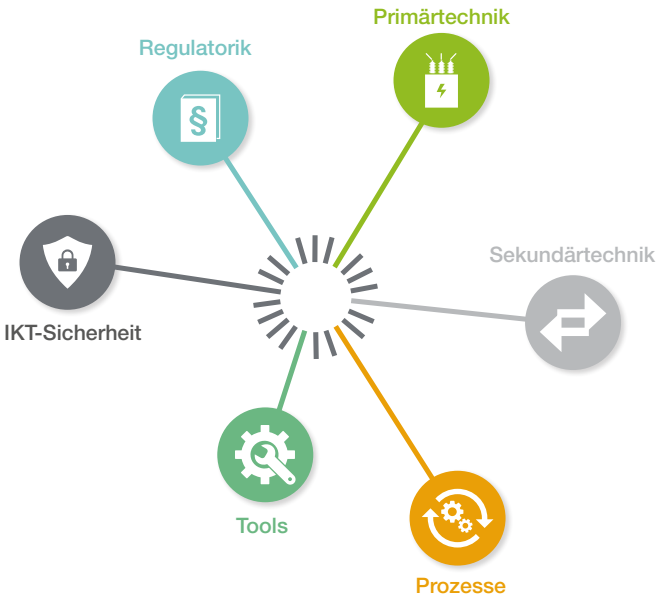


Abbildung 3-86: InnoSys-Handlungsfelder zur Umsetzung der Konzepte

3.6.4.1 Primärtechnik und Technologien zum kurativen Einsatz

Im Handlungsfeld „Primärtechnik und Technologien zum kurativen Einsatz“ werden zwei Aspekte adressiert. Zum einen ist das Bestandsnetz zu ertüchtigen, um das Höherauslastungspotential vollständig nutzen zu können. Dafür sind teilweise Schaltfeldkomponenten auszutauschen. Die Möglichkeit bestehende Betriebsmittel temporär höher – über die dauerhaft zulässigen Grenzen hinaus – auszulasten kann den Aufwand für Schaltfeldertüchtigungen reduzieren. Dafür ist die Entwicklung entsprechender Standards erforderlich.

Zum anderen sind Aktoren in Betrieb zu nehmen, die für den kurativen Einsatz in Frage kommen. Einige Aktoren, wie bspw. konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen sind bereits vorhanden. Andere Aktoren wie PST und HGÜ sind schon durch die vergangenen Netzentwicklungspläne fest vorgesehen und werden in den nächsten Jahren realisiert. Perspektivisch ist die Berücksichtigung kurativer Maßnahmen in der Netzplanung sinnvoll, um den erforderlichen Netzausbau langfristig zu reduzieren und eine optimale Nutzung der Aktoren auch unabhängig von einer kurativen Betriebsweise zu gewährleisten.

Neben den Aktoren sind darüber hinaus zusätzliche Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich, um bei Höherauslastung die Spannungsstabilität des elektrischen Netzes sicherstellen zu können.

3.6.4.2 Sekundärtechnik

Das Handlungsfeld Sekundärtechnik adressiert vier Entwicklungsbereiche. Im Bereich „Anbindung von Aktoren“ ist der zusätzliche Handlungsbedarf relativ gering, weil die meisten Aktoren ohnehin im Rahmen der Inbetriebnahme an das Prozessnetz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossen werden. Besonderheiten ergeben sich bei der Anbindung von Kraftwerken, die in der Regel nicht

direkt über das Netzleitsystem des Netzbetreibers gesteuert werden können. Hierbei kann ggf. auf den Erkenntnissen aus der Leistungs-Frequenzregelung aufgebaut werden, über die automatische Leistungsanpassungen bei Signalvorgabe aus dem Netzleitsystem möglich sind.

Neben den Aktoren sind auch zusätzliche Sensoren erforderlich. Das Übertragungsnetz weist bereits eine sehr gute Beobachtbarkeit auf, da in jedem Feld Strom- und Spannungswandler installiert sind. Zu Validierungszwecken kann es aber sinnvoll sein, vereinzelt weitere Sensoren z. B. zur Temperaturerfassung der Betriebsmittel vorzusehen. Darüber hinaus kann der Ausbau des *Wide Area Monitoring Systems* mit entsprechenden Phasor Measurement Units Vorteile bei der Erfolgsbewertung (z. B. hochfrequente Netzzustandserfassung mittels Hybrider State Estimation) und bei der Weiterentwicklung von Special Protection Schemes erzielen. Für einen sicheren Abruf von Flexibilität aus dem Verteilnetz ist die Beobachtbarkeit in den unterlagerten Spannungsebenen von großer Bedeutung. Während in der Hochspannung im Allgemeinen eine gute Beobachtbarkeit gegeben ist, laufen unabhängig von einer kurativen Systemführung bei vielen Verteilnetzbetreibern Aktivitäten die Beobachtbarkeit (z. B. auch in der Mittelspannung) weiter auszubauen.

Als ein weiteres Entwicklungsfeld im Bereich der Sekundärtechnik sind die sogenannten Special Protection Schemes zu nennen, die ein Kernbestandteil bei der sehr schnellen, automatisierten Auslösung kurativer Maßnahmen darstellen. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, sind die Systeme weiterzuentwickeln, um einen flexibleren und regelzonenübergreifenden Einsatz zu erlauben.

Im Projekt wurde aufgezeigt, dass Schutzgrenzwerte die Höherauslastung von Stromkreisen begrenzen können. Stromkreise für die das zutrifft, sind in einem ersten Schritt zu identifizieren und darauf aufbauend ist zu überprüfen, inwieweit Schutzgrenzwerte angehoben werden können. Dies ist als ein kontinuierlicher Prozess zu sehen, der zusammen mit dem Netzausbau durchlaufen wird. Um sicherzustellen, dass trotz höherer Schutzgrenzwerte das Netz sicher betrieben werden kann, ist perspektivisch ein Online-Monitoring der Einstellungen zur Schutzanregung (Schutzanregepolygon) zu empfehlen.

3.6.4.3 Prozesse

Im Handlungsfeld „Prozesse“ geht es um die Umsetzung des in InnoSys 2030 entwickelten Systemführungsprozesses (siehe Kapitel 3.2.4.1). Aufbauend auf der etablierten Prozesslandschaft der Übertragungsnetzbetreiber müssen *präventive* und *kurative Maßnahmen* zukünftig gemeinsam dimensioniert werden. Dazu kommen je nach Technologie neue Prozesse für die Bestimmung von Ablöse- und Rückführungsmaßnahmen. Für den Echtzeitbetrieb müssen Prozesse für das Monitoring, die Auslösung und die Erfolgskontrolle entwickelt werden.

Für die notwendige schnelle Koordination und Kommunikation in den Echtzeitprozessen sind die Voraussetzungen zu schaffen, dass automatisiert und zuverlässig die notwendigen Informationen

zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht werden können. Neben den Schnittstellen sind dafür die Datenformate zu erweitern bzw. anzupassen, um die zusätzlichen Informationen zum kurativen Einsatz berücksichtigen zu können.

Ein wichtiger Aspekt in Bezug auf die Weiterentwicklung der nationalen und lokalen Prozesse ist, dass diese im Einklang mit den geplanten internationalen Entwicklungen zum *Engpassmanagement* stehen.

3.6.4.4 Tools der Systemführung

Das Handlungsfeld „Tools der Systemführung“ deckt die Anpassung und Entwicklung neuer Werkzeuge und Funktionen ab, die für das kurative *Engpassmanagement* in der Betriebsplanung und im Echtzeitbetrieb erforderlich sind. In der Betriebsplanung geht es vor allem um Werkzeuge, die für die Einsatzbestimmung verwendet werden. Die Tools zur Leistungsflussoptimierung sind anzupassen, so dass *präventive* und *kurative Maßnahmen* geschlossen ermittelt werden können. Zudem sind in der Betriebsplanung Werkzeuge zur Bestimmung von TATL-Grenzwerten, Ablösemaßnahmen, Redundanz- und Rückführungsmaßnahmen zu entwickeln. Für die Berücksichtigung von kurativer Verteilnetzflexibilität sind Austauschplattformen und Leitstellenkopplungen zu ertüchtigen, über die die prognostizierten Potentiale kommuniziert bzw. Maßnahmen ausgelöst werden können. Für die Ermittlung der Potentiale benötigt der VNB entsprechende Werkzeuge.

Für den Echtzeitbetrieb sind die Systemanalyse- und Systemoptimierungsfunktionen zu ertüchtigen. Die Netzsicherheitsrechnung muss die Wirksamkeit kurativer Maßnahmen abbilden können, um nicht notwendige *präventive Maßnahmen* und negative Wechselwirkungen zu vermeiden. Die in der Betriebsplanung ermittelten Größen (z. B. TATL, Reaktionsmatrix) sind im Echtzeitbetrieb über entsprechende Assistenzsysteme zu aktualisieren, um möglichst effizient auf Ausfallsituationen reagieren zu können. Für die Auslösung der Maßnahmen sind Module in den Netzleitsystemen vorzusehen, die eine zentrale kurative Steuerung ermöglichen. Für einen sicheren Betrieb im höher ausgelasteten Netz werden DSA-Werkzeuge auch für den Echtzeitbetrieb benötigt, die im Einklang mit der stationären Netzsicherheitsrechnung angewendet werden.

3.6.4.5 Regulatorischer und rechtlicher Rahmen, Normen und Verträge

Im Handlungsfeld „Regulatorischer und rechtlicher Rahmen, Normen und Verträge“ werden vor allem nichttechnische Entwicklungsschritte aufgezeigt. Der bestehende regulatorische Rahmen, insbesondere in Bezug auf den §13 EnWG, erlaubt auch den Einsatz kurativer Maßnahmen. Regulatorische Herausforderungen werden v. a. bei den Konzepten Netzbooster und kurativer *Redispatch* aus dem Verteilnetz gesehen.

Da der Einsatz kurativer Maßnahmen zu einer Höherauslastung des Übertagungsnetzes führt, sind gegebenenfalls Genehmigungen aufgrund der höheren elektromagnetischen Immissionen und der Fremdnetzbeeinflussung erforderlich. Dies hängt vor allem davon ab, ob das kurative Einsatzkonzept

als eine Änderung des Betriebskonzeptes nach §43f EnWG eingestuft wird. Grundsätzlich sollten die Hemmnisse zur Umsetzung durch aktuelle Regelungen (z. B. in der TA-Lärm) abgebaut werden, um schnellere Genehmigungsverfahren zu ermöglichen. Im Kontext Genehmigungen sollten zudem möglichst viele Synergien mit der Umsetzung und Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs genutzt werden.

Um sicherzustellen, dass die Netzbetreiber die notwendige Datengrundlage für die kurative Einsatzplanung haben, sind ggf. Richtlinien zu erweitern. Darüber hinaus kann die Umsetzung des kurativen *Engpassmanagements* schneller vorangetrieben werden, wenn in übergeordneten Richtlinien die Grundsätze des kurativen Einsatzes beschrieben sind (z. B. FNN-Richtlinien). Bereits installierte Anlagen weisen ggf. nicht die erforderlichen technischen Voraussetzungen für den kurativen Einsatz auf. Um dies bei neuen Anlagen sicherzustellen, sind die technischen Anschlussregeln anzupassen. Grundsätzlich ist es wichtig, dass bei der Anpassung bestehender oder Erstellung neuer Richtlinien der kurative Einsatz mitgedacht und mitberücksichtigt wird.

3.6.4.6 IKT-Sicherheit

Das Handlungsfeld IKT-Sicherheit adressiert drei Entwicklungsbereiche. Im ersten Bereich wird die Validierung und Plausibilisierung von Messwerten und Befehlen adressiert. Entsprechende Methoden sind zu entwickeln und Systeme zu ertüchtigen, um das Kommunikationsnetzwerk vor der Manipulation von Messwerten und Befehlen zu schützen. Wenn dennoch Manipulationen auftreten, müssen diese sicher über einen Abgleich mit dem Erwartungswert erkannt werden.

Im zweiten Bereich geht es um die Resilienz gegen Verzögerungen, Erreichbarkeitsfehler und Unterdrückung. Im Rahmen der Umsetzung der InnoSys-Konzepte ist zu überprüfen, inwieweit die verwendeten Kommunikationsnetzwerke den erforderlichen hohen Zuverlässigkeitsanforderungen genügen oder ob weitere Redundanzmaßnahmen erforderlich sind.

Im dritten Bereich werden die klassischen IKT-Schutzmaßnahmen behandelt. Dazu gehören die Segmentierung und Absicherung von Netzbereichen, um Cyber-Angriffe zu erschweren, die Legitimitätsprüfung von Nachrichten und Veränderungen im Netzwerk und die Absicherung von Fernwartungszugängen.

3.6.4.7 Evolutionsstufen

Die Umsetzung der Konzepte innerhalb der sechs Handlungsfelder sollte schrittweise erfolgen. Die Roadmap sieht dafür drei Evolutionsstufen vor. Für die erste Stufe „Pilotierung & Erprobung“ werden erste Systeme und Prozesse ertüchtigt sowie Erfahrungen im Rahmen von Pilotprojekten gesammelt. Weitere Aktivitäten, die vor allem die Rahmenbedingungen für den kurativen Einsatz festlegen, werden initialisiert. Darauf aufbauend werden in der zweiten Stufe „Hebung kurativer Potentiale“ Aktoren wie Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Systeme in Betrieb genommen, die dem Netzführer weitere Freiheitsgrade bieten, Stromkreise kurativ zu entlasten. Durch die steigende

Komplexität sind neue oder eine Erweiterung bestehender Systeme erforderlich, die bspw. eine operative Dimensionierung der Maßnahmen erlauben. Mit der dritten Stufe „Standardisierter Einsatz“ sind die entsprechenden Entwicklungen und Aktivitäten soweit abgeschlossen, dass der kurative Einsatz als ein fester Bestandteil im *Engpassmanagement* etabliert wurde. Die Rahmenbedingungen für alle Technologien sind definiert, so dass jedes der sechs in InnoSys 2030 behandelten Technologiekonzepte angewendet werden kann. Die Umsetzung des kurativen *Engpassmanagements* ist nach Erreichen der dritten Stufe noch nicht abgeschlossen. In der Folge wird es darum gehen, kontinuierlich weitere Maßnahmen für den kurativen Einsatz in Betrieb zu nehmen, um das in InnoSys 2030 aufgezeigte Potential langfristig nutzen zu können.

Abbildung 3-87: Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap

3.6.4.8 Stakeholder

Die Entwicklung und Realisierung der Konzepte erfordert die Einbeziehung und Unterstützung einiger Stakeholder. Dazu gehören vor allem die Netzbetreiber, die die Systeme anpassen und die Konzepte umsetzen. Dies gilt sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber aber auch teilweise für die Verteilnetzbetreiber. Abstimmungen sind dafür nicht nur auf nationaler, sondern auch auf internationaler Ebene erforderlich, da die Konzepte regelzonenübergreifende Auswirkungen haben.

Aber auch die Hersteller sind gefragt, die die Entwicklungen vorantreiben und dafür sorgen, dass der erforderliche technologische Reifegrad erreicht ist. Dies bezieht sich nicht nur auf die Systeme der Systemführung, sondern auch auf die Bereiche Sekundärtechnik, Primärtechnik und IKT-Sicherheit. Die Politik, Institutionen und Verbände müssen die notwendigen Rahmenbedingungen schaffen, sodass der kurative Abruf in den Regelprozess für das *Engpassmanagement* integriert werden kann und die erforderlichen Informationen seitens der Anlagenbetreiber dafür vorliegen.

Aus der Vielzahl der Themen ergibt sich die Notwendigkeit, die betroffenen Stakeholder frühzeitig einzubeziehen und darauf aufbauend erste Aktivitäten zu initialisieren. Ein erster wichtiger Schritt

nach InnoSys 2030 wird daher die weitere Bekanntmachung der Konzepte und der für die Umsetzung erforderlichen Handlungsfelder sein.

Quellenverweise - 3.6 Bewertung und Priorisierung von Konzepten

[3.6-1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. und Österreichs E-Wirtschaft. Whitepaper Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme (Version 2.0). https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180507_OE-BDEW- Whitepaper-Secure-Systems.pdf. 2018.

[3.6-2] William Young und Nancy Leveson. “Systems thinking for safety and security”. In: Proceedings of the 29th Annual Computer Security Applications Conference. 2013, S. 1-8

[3.6-3] https://www.netztransparenz.de/portals/1/%c3%9cNB-DeutschesGrenzwertkonzept_202111.pdf

3.7 Projektkoordination und Öffentlichkeitsarbeit

Um die Projektarbeit innerhalb der Teilprojekte und Arbeitspakte zu unterstützen und eine koordinierte Außendarstellung des Projektes zu ermöglichen, wurde die Gesamtprojektleitung durch ein Verbundbüro ergänzt.

Um das Ziel die erzielten Forschungsergebnisse möglichst praxisnah und vorbereitend für die Umsetzung der InnoSys-Roadmap zu diskutieren wurde der InnoSys-Fachbeirat berufen. Vertreter der in Tabelle aufgeführten Ministerien, Unternehmen und Organisationen wurden halbjährlich zur gemeinsamen Diskussion von Zwischenergebnissen eingeladen.

Tabelle 3.6.4-1: Ständige Mitglieder des InnoSys-Fachbeirats

Abkürzung	**Bezeichnung**
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
	ehemals Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
BET	B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV)
	ehemals Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und nukleare Sicherheit (BMU)
UBA	Umweltbundesamt (UBA)
BNetzA	Bundesnetzagentur (BNetzA)
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)
APG	Austrian Power Grid AG
Dena	Deutsche Energie-Agentur
	Fachbeiratsmitglied ab November 2020
Agora	Agora Energiewende
	Fachbeiratsmitglied ab November 2020

4. Zusammenfassung

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende sind parallel zum Netzausbau innovative Konzepte in der Systemführung erforderlich, die eine effizientere Nutzung des verfügbaren Netzes ermöglichen können. Im Forschungsprojekt InnoSys 2030 wurden verschiedene kurative Einsatzkonzepte entwickelt, die eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes bei gleichbleibender Systemsicherheit zulassen und somit einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten können.

Zu Beginn des Projektes wurden im Teilprojekt 1 die Ausgangssituation der heutigen Systemführung aufbereitet und technologische Optionen dargestellt, auf die im weiteren Projektverlauf in der Konzept- und Toolentwicklung aufgebaut werden konnte. Hierbei wurde auf Erkenntnisse aus Forschungsprojekten aber auch auf Informationen aus der Praxis, wie z. B. die Prozesslandschaft der Netzbetreiber, zurückgegriffen. Szenarien für den Einsatz innovativer Technologien in Leitwarte, Stromnetz und Schutzsystem, mit besonderem Fokus auf einer höheren Netzauslastung inkl. kurzeitiger Überlastungen und für die Maßnahmenkonzeptionierung für Einsatzmöglichkeiten kurativer Engpassbehebung, wurden detailliert beschrieben. Dabei wurden u. a. mögliche Schwachpunkte in der komplexer werdenden Kommunikationsinfrastruktur der Systemführung mit steigenden Anforderungen an die Reaktionsgeschwindigkeit im Stromnetz berücksichtigt. Zudem wurde in der ersten Phase des Projektes ein energiewirtschaftliches Szenario mit dem Betrachtungsjahr 2030 ausgearbeitet, das sich an dem Szenario C aus dem Netzentwicklungsplan 2030 (2019) orientierte. Auf dessen Basis wurden Erzeugungs- und Lastzeitreihen generiert, die in Kombination mit einem entsprechenden Netzmodell die Grundlage für Untersuchungen im weiteren Projektverlauf darstellten.

Im Teilprojekt 2 stand die Erstellung und Kombination verschiedener Maßnahmen und Konzepte unter Nutzung von Primärtechnik, über die Sekundär- und Leittechnik bis hin zur Informations- und Kommunikationssicherheit im Fokus. Dafür wurden bestehende und neuartige netz- und marktbezogene Maßnahmen und Flexibilitäten identifiziert und analysiert, die im Rahmen des präventiven Engpassmanagements oder zu einer möglichen kurativen Entlastung des Übertragungsnetzes (inkl. Schnittstelle zu den Verteilnetzen) genutzt werden und zu einer effizienten Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur beitragen können. Die Nutzung primärtechnischer, thermischer Reserven sowie Schutzmaßnahmen und Systemschutz/-automatiken (Special Protection Schemes), die räumlich verteilte Informationen auswerten und automatisiert in den Betrieb des Netzes eingreifen, wurde untersucht. Aufbauend auf den Ergebnissen aus dem Teilprojekt 1 wurden die gängigen Methoden zur Stabilitätsbewertung weiterentwickelt. Der Fokus lag auf der Identifikation stabilisierender Maßnahmen und der Entwicklung eines Prozesses zur zukünftigen Netzsicherheitsrechnung, der eine ganzheitliche Bewertung der Systemstabilität zum Ziel hat. Anschließend wurden die in den vorgelagerten Arbeitspaketen identifizierten Maßnahmen in umfassende und praxistaugliche Systemführungskonzepte für den potentiellen Einsatz in der

operativen Systemführung überführt. Übergeordnet wurde ein umfassender Systemführungsprozess entwickelt, der die Rahmenbedingungen und die notwendige Infrastruktur für die Integration von kurativen Maßnahmen in die Systemführung beschreibt. Zudem erfolgte die Erstellung von technologiespezifischen Einzelkonzepten, welche Technologiespezifika wie Ansteuerung, Datenmeldungen, Reaktionszeiten etc. in den Vordergrund stellen. Diese Einzelkonzepte umfassen:

- Netzbooster,
- kurative Anpassung des präventiven HGÜ-Arbeitspunktes,
- präventiver und kurativer Einsatz leistungsflussbeeinflussender Betriebsmittel,
- kurativer Redispatch aus dem Verteilnetz,
- präventiver und kurativer Einsatz von Topologie-Schaltmaßnahmen und
- Redispatch konventioneller Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung von kurativen Einsätzen.

Da diese Konzepte eine hohe Kommunikationsfähigkeit voraussetzen, wurden in einem weiteren Arbeitspaket Ansätze zur Detektion von Cyber-Angriffen im IT-Netz mit besonderem Augenmerk auf dem gesteigerten Informationsbedarf neuer, innovativer Konzepte entwickelt.

Im darauffolgenden Teilprojekt 3 wurden die im Teilprojekt 2 erarbeiteten (Systemführungs-)Konzepte und Maßnahmen zur Erhöhung der möglichen Netzauslastung sowie zur Gewährleistung der Systemstabilität weiterentwickelt, implementiert und mittels Simulation unter stationären wie auch dynamischen Gesichtspunkten getestet und ausgewertet. Die stationären Untersuchungen haben steigendes Einsparpotential an präventivem Redispatch, beginnend beim Einsatz thermischer Kraftwerke und Verteilnetz(VN)-Flexibilität, bis hin zum kurativen Einsatz von PST, Netzboostern und HGÜ aufgezeigt. Insbesondere die Reaktionszeiten und die zur Verfügung stehenden Potentialen zur Betriebspunktanpassung haben Einfluss auf den verbleibenden präventiven Redispatch. Das größte Einsparpotential kann durch eine Kombination kurativer Betriebsführungskonzepte erreicht werden. Die dynamischen Untersuchungen wurden auf Basis unterschiedlicher Netzmodelle (z. B. dt. Übertragungsnetz, Nordic Testsystem etc.) durchgeführt, um die Auswirkungen kurativer Systemführung auf die Stabilität zu untersuchen. Die Ergebnisse zum deutschen Übertragungsnetz werden im Abschnitt zum Teilprojekt 4 aufgegriffen.

Praxisnah wurde eine Auswahl der in InnoSys 2030 entwickelten Konzepte in drei Demonstratorumgebungen und zwei Feldtests im Rahmen von Teilprojekt 5 untersucht:

- Demonstrator TU Dortmund + PSI: Prognose der thermischen Reserve und Ausführung der kurativen Maßnahmen im resultierenden Zeitfenster
- Demonstrator Fraunhofer IEE + Mitnetz: Abruf von kurativem Redispatch aus dem Verteilnetz aus Sicht des Vernetzbetreibers
- Demonstrator TU Ilmenau + IAEW + Siemens: Bewertung der Interaktion zwischen Systemführer und Leitsystem bei der Durchführung kurativer Maßnahmen

- Feldtest Amprion + Westnetz: Validierung kurativer Maßnahmen in einer Echtzeit-Ausfallvariantenrechnung und Koordination zwischen Netzbetreibern
- Feldtest TenneT + PSI: Bestimmung und Bewertung eines optimalen Maßnahmenpakets mit Fokus auf kurativen Maßnahmen

Die Untersuchungen in diesem Teilprojekt haben ergeben, dass die kurativen Einsatzkonzepte prototypisch unter Berücksichtigung entsprechender Randbedingungen umsetzbar sind. Der in den Feldtests angesetzte Mithörbetrieb (Erprobung der Anwendung auf Basis von Echtzeitdaten) ist ein geeignetes Mittel, die Anwendungen für den tatsächlichen Einsatz vorzubereiten. Grundsätzlich sind für eine Umsetzung in der Praxis Schulungsmaßnahmen der Netzführer und eine Weiterentwicklung der Koordinationsprozesse der Netzbetreiber erforderlich.

Parallel zum Teilprojekt 5 wurde im Teilprojekt 4 die Bewertung der Konzepte und der Untersuchungsergebnisse vorgenommen. Im Forschungsprojekt hatte der Aspekt der Systemsicherheit einen sehr hohen Stellenwert, weswegen dieser auch in diesem Teilprojekt umfangreich auf Basis eines Kriterienkatalogs sowohl qualitativ als auch quantitativ bewertet wurde. Hoch ausgelastete Netze reduzieren grundsätzlich die inhärente Sicherheit des Systems. Es können jedoch Maßnahmen ergriffen werden, die zu einer Erhöhung der Systemsicherheit beitragen können. Ein gleichbleibendes Niveau der Systemsicherheit im Vergleich zur heutigen präventiv geprägten Systemführung wird beispielsweise erreicht, wenn eine redundante Ausführung von Detektion, Steuerung und Abruf der kurativen Maßnahme erfolgt. Darüber hinaus sind für einen stabilen Betrieb in hoch ausgelasteten Netzen weitere Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich, die eine hohe Spannungsstabilität gewährleisten. Kurzzeitinstabilitäten können in hoch ausgelasteten Netzen sowohl bei präventivem als auch bei kurativem Engpassmanagement auftreten. In den durchgeführten Simulationen ergab sich kein Unterschied hinsichtlich der Analyse von Kurzzeitinstabilitäten zwischen präventiven und kurativen Engpassmanagement.

Des Weiteren wurden im Teilprojekt auf Basis des Systemführungsprozesses und der Technologiekonzepte relevante IKT-Sicherheitsaspekte ausgearbeitet, um für die Implementierung der Konzepte Empfehlungen abgeben zu können, die die IKT-Sicherheit erhöhen. Zu den wichtigsten Erkenntnissen der Sicherheitsanalyse gehört, den Anteil an zeitkritischer Kommunikation zwischen den Systemen zu reduzieren, damit im Problemfall, etwa bei einem IKT-Sicherheitsvorfall, Zeit für die Einleitung kurativer Maßnahmen bleibt. Weiterhin müssen alle beteiligten Systeme in die Lage versetzt werden, Manipulationen, Fälschungen und Unterdrückungen von Messwerten zu erkennen und diese auch von technischen Störungen, etwa der Nichterreichbarkeit eines Systems, unterscheiden zu können. Schließlich ist ein möglichst deterministisches Verhalten von Systemen im Fehlerfall von Vorteil, etwa der Übergang in einen sicheren Default-Zustand, da somit alle beteiligten Akteure den momentanen Zustand besser einschätzen können und dadurch negative Wechselwirkungen vermieden werden.

Die Ergebnisse aus der Bewertung der System- und IKT-Sicherheit wurden anschließend mit weiteren Bewertungsergebnissen (Nutzen, Aufwand, praktische Umsetzbarkeit etc.) zu einer Gesamtbewertung zusammengefasst, in der die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der einzelnen Technologiekonzepte enthalten sind.

In einem letzten Arbeitsschritt folgte die Entwicklung der sogenannten InnoSys-Roadmap, die eine mögliche Umsetzung des InnoSys-Systemführungsprozesses und der Technologiekonzepte in Form von Evolutionsstufen beschreibt. Die Realisierung der Roadmap ist teilweise mit hohem Ressourcen- und Entwicklungsaufwand verbunden und findet in verschiedenen Bereichen statt. Es wurden sechs wichtige Handlungsfelder identifiziert: Primärtechnik, Sekundärtechnik, Prozesse sowie Tools der Systemführung, IKT-Sicherheit und Regulatorik. Die Umsetzung der Konzepte innerhalb der sechs Handlungsfelder sollte, schrittweise erfolgen. Die Roadmap sieht dafür drei Evolutionsstufen vor:

- Erste Stufe: Pilotierung & Erprobung
- Zweite Stufe: Hebung kurativer Potentiale
- Dritte Stufe: Standardisierter Einsatz

Die Konzepte sollten in Form von Pilotprojekten erprobt werden, auf deren Basis mittelfristig durch neue Aktoren (z. B. HGÜ-Systeme) kurative Potentiale gehoben werden können, und langfristig nach der Erfüllung aller Rahmenbedingungen der standardisierte Einsatz kurativer Maßnahmen erfolgen kann.

Das Teilprojekt 6 (Projektkoordination und Kommunikation) hat alle Aktivitäten während des Projektes parallel begleitet. Während der Projektlaufzeit wurde bereits mit verschiedenen Stakeholdern der Diskurs zu den Zwischenergebnissen gestartet, um deren Feedback in der weiteren Bearbeitung berücksichtigen zu können. Zur Bekanntmachung der InnoSys-Konzepte auch auf europäischer Ebene, wurden dafür Diskursmöglichkeiten bei ENTSO-E und E.DSO genutzt. Es hat sich unter anderem gezeigt, dass das kurative Engpassmanagement nicht nur auf nationaler sondern auch auf internationaler Ebene ein sinnvoller Lösungsansatz darstellt, der bereits von verschiedenen europäischen Netzbetreibern lokal umgesetzt wurde.

Um die erzielten Forschungsergebnisse möglichst praxisnah und vorbereitend für die Umsetzung der InnoSys-Roadmap zu diskutieren, wurde der InnoSys-Fachbeirat berufen. Vertreter verschiedener Ministerien, Unternehmen und Organisationen wurden halbjährlich zur gemeinsamen Diskussion von Zwischenergebnissen eingeladen.

Im Projekt InnoSys 2030 wurden die theoretischen Grundlagen für das kurative Engpassmanagement beschrieben und ausführlich behandelt. Mit dem Projektende im Dezember 2021 ist es für eine schnelle Umsetzung wichtig, dass an den Ergebnissen direkt angeknüpft und mit ersten Aktivitäten gestartet wird. Fundamental für eine erfolgreiche Umsetzung werden Pilotprojekte sein, die den Übertragungsnetzbetreibern aufbauend auf den ersten Erfahrungen helfen werden, die Konzepte zu verbessern und eine schnellere Realisierung weiterer Konzepte zu ermöglichen. Projekte, wie z. B. die

Netzboosterpiloten, befinden sich bereits in der konkreten Planung. Weitere Anwendungen zum kurativen Einsatz werden netzbetreiberintern nach Projektende evaluiert.

Die in der Roadmap beschriebenen Handlungsfelder und Entwicklungsschritte sind zusammen mit den involvierten Stakeholdern zu konkretisieren, sodass darauf aufbauend Aktivitäten initialisiert werden können. Hierzu gibt es bereits erste Überlegungen bei den beteiligten Netzbetreibern. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist es wichtig, dass das kurative Engpassmanagement interdisziplinär weiterentwickelt wird. Verschiedene Plattformen (Konferenzen, Workshops etc.) werden dafür genutzt, um die Konzepte bekannt zu machen und in den Austausch mit den beteiligten Stakeholdern zu gehen. Darüber hinaus sind weitere Forschungsprojekte in der Vorbereitung, die an den Ergebnissen von InnoSys 2030 anknüpfen werden. Um den Diskurs zum kurativen Engpassmanagement mit den bereits involvierten Stakeholdern (InnoSys-Fachbeirat) über InnoSys 2030 hinaus aufrechtzuerhalten, ist bereits ein regelmäßiger Stakeholder-Termin angedacht.

5. Anhang

A. Glossar

Begriff	Abkürzung	Erläuterung
Dynamic Security Assessment	DSA	Der Begriff Dynamic Security Assessment wird allgemein als DSA abgekürzt und beschreibt den Prozess einer Netzsicherheitsrechnung/-bewertung. Die Netzsicherheitsrechnung beinhaltet eine stationäre (n-1) Sicherheitsrechnung und eine dynamische Stabilitätsbewertung. Das DSA ist meist ein geschlossener Prozess, oft auch mit Wirkungsvergleich von Maßnahmen.
Engpassmanagement	EPM	Netzengpässe im eigenen und benachbarten Netzen müssen durch Übertragungsnetzbetreiber (ggf. auch in Zusammenarbeit mit weiteren Netzbetreibern) verhindert werden. Sollten netz- und marktbezogene Maßnahmen nicht ausreichen Engpässe gänzlich zu verhindern, müssen diese nach transparenten Verfahren bewirtschaftet werden. Das kurative Engpassmanagement baut auf dem bisher etablierten Engpassmanagement auf und implementiert die Methoden der kurativen Systemführung in die Vermeidung sowie der Bewirtschaftung entstehender Engpässe.
Flexible AC Transmission Systems	FACTS	Flexible AC Transmission Systems (durch Leistungselektronik flexibilisierte Drehstromübertragungssysteme)
Kurative Maßnahmen	-	Kurative Maßnahmen werden im operativen Planungsprozess ermittelt und unmittelbar oder mit einer zeitlichen Verzögerung nach Eintreten eines Fehlerfalls zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen und Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Vorfehlerzustand umgesetzt. Ziel der kurativen Maßnahme ist die Wiederherstellung der (n-0)-Sicherheit im Fehlerfall.
Leistungsflussbeeinflussende Betriebsmittel	LFB	Maßnahmen zur horizontalen Leistungsflussbeeinflussung
Netznutzungsfall	NNF	Ein Netznutzungsfall beschreibt die Einspeise- und Lastsituation eines Netzes innerhalb einer definierten Zeitscheibe (bspw. 1 Stunde). Aus dem resultierenden Lastfluss können Belastungswerte für bestimmte Betriebsmittel abgeleitet werden.

Permanent Admissible Transmission Loading	PATL	Zulässiger Dauerbetriebsstrom: Der zulässige Dauerbetriebsstrom ist die Belastung in Ampere, MVA oder MW, mit der ein Netzzweig für eine unbegrenzte Dauer ohne Risiko für das Material betrieben werden kann. (Übersetzung des entsprechenden Eintrags im Continental Europe Operation Handbook, P3, A3-D2)
Präventive Maßnahmen	-	Maßnahmen, die vor dem Eintritt eines Fehlers (pre-fault) im Netz so getroffen werden, dass die Systemsicherheit gegeben ist.
Redispatch	RD	Der Redispatch ist ein Werkzeug des Übertragungsnetzbetreibers, der durch Eingriff in die Fahrweise von bspw. eines Kraftwerks regional entstandene Engpässe beseitigen oder vermeiden kann. Dieser Eingriff muss bilanziell ausgeglichen sein. Entsprechend muss jedem Eingriff in Form einer Absenkung von Wirkleistungseinspeisung, eine Maßnahme gegenübergestellt werden, die in gleichem Maße Wirkleistung einspeist.
Remote Terminal Unit	RTU	Als Remote Terminal Unit (Fernbedienungsterminal) wird ein regeltechnisches bzw. steuerungstechnisches Instrument zur Fernsteuerung bezeichnet. Es wird für die Prozesstechnik, Energieübertragung, Energieverteilung und Energieerzeugung verwendet, wo man von einer Warte oder weit entferntem Zentrum aus bestimmte Prozesse überwachen und/oder fernsteuern kann. Hierfür wird auch die Bezeichnung Fernwirken verwendet, weshalb im deutschsprachigen Raum RTUs häufig Fernwirkgeräte genannt werden.
Temporary Admissible Transmission Loading	TATL	Temporär zulässige Betriebsmittelbelastung: Einige Übertragungsnetzbetreiber arbeiten mit einer temporär zulässigen Betriebsmittelbelastung, angegeben als Belastung in Ampere, MVA oder MW, mit der ein Zweig für eine begrenzte Dauer belastet werden kann. Der TATL kann auf verschiedene Weise definiert werden: - Fester Prozentsatz des PATL für eine festgelegte Zeit (z.B. 115 % des PATL für eine Dauer von 15 Minuten) - Berechnung von mehreren spezifischen (TATL; Dauer)-Paaren je Leitung unter Berücksichtigung der individuellen Konfiguration und Funktionsbedingungen (z.B. Definition eines TATL für eine Dauer von 20 Minuten und ein andere für eine Dauer von 10 Minuten). Eine solche TATL-Definition kann von den

		initialen Betriebsbedingungen des Netzelementes (Initialer Durchhang einer Leitung) abhängen. (Übersetzung des entsprechenden Eintrags im Continental Europe Operation Handbook, P3, A3-D2)
Thermische Reserve	-	Differenz zwischen der tatsächlichen Temperatur eines Betriebsmittels und der maximal zulässigen Temperatur eines Betriebsmittels. Im Rahmen von InnoSys sollen Methoden identifiziert und anwendbar gemacht werden, die diese thermischen Reserven temporär nutzbar machen.
Wide Area Monitoring System	WAMS	Erfassung von Strom und Spannung nach Betrag und Phase mittels GPS-Synchronisierung durch sogenannte „Phasor Measurement Units“.

B. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Begriff
CSCOPF	Corrective Security Constrained Optimal Power Flow
DSA	Dynamic Security Assessment
EMM	Engpassmanagementmaßnahmen
EMS	Energy Management System
EPC	Emergency Power Control
EPM	Engpassmanagement
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GUC	Grid use case
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LFB	Maßnahmen zur horizontalen Leistungsflussbeeinflussung
NLS	Netzleitsystem
NNF	Netznutzungsfall
NVP	Netzverknüpfungspunkt
PATL	Permanent Admissible Transmission Loading
PMU	Phasor Measurement Unit
PST	Phasenschiebertransformator
PSIsaso	PSI-System Security Assessment and System Optimization
RD	Redispatch
RES	Redispatch-Ermittlungs-Server
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCOPF	Security Constrained Optimal Power Flow
SIRE	(Online-)Netzsicherheitsrechnung
SpPS	Special Protection Scheme
TATL	Temporary Admissible Transmission Loading
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UPFC	Unified Power Flow Controller
VN	Verteilernetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAFB	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WAMS	Wide Area Monitoring System

C. Profile der Partner im Forschungsverbund

50Hertz Transmission GmbH (50HzT)

50Hertz betreibt das Stromübertragungsnetz im Norden und Osten Deutschlands und baut es für die Energiewende bedarfsgerecht aus. Unser Höchstspannungsnetz hat eine Stromkreislänge von etwa 10.490 Kilometern – das ist die Entfernung von Berlin nach Rio de Janeiro. Das 50Hertz-Netzgebiet umfasst die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen- Anhalt und Thüringen sowie die Stadtstaaten Berlin und Hamburg. In diesen Regionen sichert 50Hertz mit etwa 1.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern rund um die Uhr die Stromversorgung von 18 Millionen Menschen. 50Hertz ist führend bei der sicheren Integration Erneuerbarer Energien: In unserem Netzgebiet stammen rund 60 Prozent des verbrauchten Stroms aus regenerativer Erzeugung – bis zum Jahr 2032 wollen wir übers Jahr gerechnet 100 Prozent Erneuerbare Energien sicher in Netz und System integrieren. Anteilseigner von 50Hertz sind die börsennotierte belgische Holding Elia Group (80 Prozent) und die KfW Bankengruppe mit 20 Prozent.

Amprion GmbH (AMP)

Amprion verbindet – Die Amprion GmbH ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland. Unser 11.000 Kilometer langes Höchstspannungsnetz transportiert Strom in einem Gebiet von Niedersachsen bis zu den Alpen. Dort wird ein Drittel der Wirtschaftsleistung Deutschlands erzeugt. Unsere Leitungen sind Lebensadern der Gesellschaft: Sie sichern Arbeitsplätze und Lebensqualität von 29 Millionen Menschen. Wir halten das Netz stabil und sicher – und bereiten den Weg für ein klimaverträgliches Energiesystem, indem wir unser Netz ausbauen. Rund 2.400 Beschäftigte in Dortmund und an mehr als 30 weiteren Standorten tragen dazu bei, dass die Lichter immer leuchten. Zudem übernehmen wir übergreifende Aufgaben für die Verbundnetze in Deutschland und Europa.

Avacon Netz GmbH (AVA)

Wir sind der regionale Netzbetreiber in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Hessen und Nordrhein-Westfalen. Von der Nordseeküste bis nach Südhessen sorgen wir über unsere mehr als 85.000 Kilometer Strom- und Gasnetze rund um die Uhr für die sichere Energieversorgung von Kommunen, Industrie, Gewerbe und Haushalten.

Egal ob unsere Kunden ihre Energie aus Sonne, Wind oder Biomasse gewinnen: Wir bringen sie ans Netz, schnell und zuverlässig. Über 45.000 dezentrale Erzeugungsanlagen sind bereits an unsere Netze angeschlossen, die jährlich mehr als 19 Milliarden Kilowattstunden Erneuerbare Energie

einspeisen. Energienahe Serviceleistungen wie Straßenbeleuchtung sowie Planung, Bau und Betrieb von Energienetzen und -anlagen runden unser Angebot ab.

EWE NETZ GmbH (EWE)

Wir betreiben hochmoderne und effiziente Netze, die zu den sichersten in Europa zählen. Hierzu gehören ein Stromnetz sowie ein Erdgasnetz im Ems-Weser-Elbe-Gebiet und zusätzlich Erdgasnetze in Brandenburg, Nordvorpommern und auf Rügen. Zugleich sind wir auch Eigentümer dieser Netze. Zu unseren Aufgaben zählen die Betriebsführung, Instandhaltung und Ausbau der Netzinfrastruktur sowie der Netzvertrieb. Darüber hinaus betreibt EWE NETZ Trinkwassernetze und ein weit verzweigtes Kommunikationsnetz zur Steuerung und Überwachung der Energienetze. Unsere Infrastruktur zeichnet sich durch hohe technische Qualität, Versorgungssicherheit und wirtschaftlich effizienten Betrieb aus. Ein dichtes Netz regionaler Standorte sorgt dafür, dass unsere Mitarbeiter immer in Ihrer Nähe sind.

Fraunhofer FKIE (FKIE)

Das Fraunhofer FKIE entwickelt Technologien und Prozesse mit dem Ziel, existenzbedrohende Risiken frühzeitig zu erkennen, zu minimieren und beherrschbar zu machen. In enger Kooperation mit strategischen Partnern widmet sich das Institut hierbei der gesamten Verarbeitungskette von Daten und Informationen: vom Gewinn, der Übertragung und Verarbeitung bis hin zu ihrem zuverlässigen Schutz.

Fraunhofer IEE (IEE)

Das Fraunhofer IEE in Kassel forscht für die Transformation der Energiesysteme. Es entwickelt Lösungen für technische und wirtschaftliche Herausforderungen, um die Kosten für die Nutzung erneuerbarer Energien weiter zu senken, die Versorgung trotz volatiler Erzeugung zu sichern, die Netzstabilität auf hohem Niveau zu gewährleisten und die Energiewende zu einem wirtschaftlichen Erfolg zu führen. Die Forschungsschwerpunkte des Instituts sind Energieinformatik, Energiemeteorologie und Geoinformationssysteme, Energiewirtschaft und Systemanalyse, Energieverfahrenstechnik und -speicher, Netzplanung und Netzbetrieb, Netzstabilität und Stromrichtertechnik sowie thermische Energietechnik. Derzeit arbeiten rund 430 Wissenschaftler*innen, Angestellte und Studierende am Institut.

Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme der FAU Erlangen-Nürnberg (LEES)

Der Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) beschäftigt sich in Lehre und Forschung mit der Analyse, der Entwicklung und dem Betrieb

nachhaltiger elektrischer Energieversorgungssysteme der Zukunft. Unsere Forschungsschwerpunkte liegen u.a. in der Untersuchung und Auslegung intelligenter Übertragungs- und Verteilnetze in Verbindung mit leistungselektronischen Komponenten und Systemen, der Integration von Energiespeichern sowie der Einbindung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit.

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MIT)

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) mit Sitz in Kabelsketal ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM). Als größter regionaler Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland betreut MITNETZ STROM ein Stromverteilnetz mit einer Länge von rund 73.000 Kilometern, welches sich über Teile der Bundesländer Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen erstreckt.

Netze BW GmbH (NBW)

Als größtes Netzunternehmen für Strom, Gas und Wasser in Baden-Württemberg steht die Netze BW GmbH für eine sichere, zuverlässige, effiziente und kostengünstige Versorgung sowie kundennahen Netzservice.

Für mehr als drei Millionen Haushalte sowie Gewerbe- und Industriebetriebe sind wir das Bindeglied zwischen Erzeugung und Steckdose. Wir betreiben ein rund 100.000 Kilometer langes Stromnetz in der Hoch-, Mittel- und Niederspannung, warten dieses und bauen es kontinuierlich aus. Eine bedeutende Rolle spielt dabei die Netzintegration von erneuerbaren Energien. Wir sorgen außerdem dafür, dass Erdgas durch ein rund 5.000 Kilometer langes Rohrnetz sicher dorthin strömt, wo es gebraucht wird.

PSI Software AG (PSI)

Hochwertige Leittechnik für den Energiemarkt – Die PSI Software AG entwickelt und integriert auf der Basis eigener Softwareprodukte komplette Lösungen für das Energie-, Produktions- und Infrastrukturmanagement. Auf dem Gebiet der Netzleittechnik hat der Geschäftsbereich PSI Energie EE (Elektrische Energie) eine führende Marktposition in Deutschland. Der Geschäftsbereich bietet Systeme für die Überwachung und Steuerung aller Energienetze, die Optimierung des Assetservices in allen Infrastrukturen sowie Systeme zur Erreichung eines Höchstmaßes an Automatisierung im liberalisierten Energiemarkt aus einer Hand und schlüsselfertig. Wir erstellen auf Grundlage standardisierter Softwareprodukte eine auf die Kunden zugeschnittene produktive, energieeffiziente und passgenaue Lösung.

RWTH Aachen – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW)

Das Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) setzt sich aus den Lehrstühlen Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Übertragungsnetze und Energiewirtschaft sowie Aktive Energieverteilnetze zusammen, an denen mehr als 90 wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter an aktuellen Forschungsfragestellungen im Kontext der Energiewende arbeiten. Hierbei unterteilen sich die drei Lehrstühle in insgesamt 9 Forschungsgruppen, welche sich sowohl lehrstuhlintern als auch lehrstuhlübergreifend im Rahmen der Kompetenzfelder Asset Management, Flexibilitätskoordination sowie Schutz & Stabilität inhaltlich und methodisch ergänzen.

Siemens AG (SAG)

Siemens Smart Infrastructure (SI) gestaltet den Markt für intelligente, anpassungsfähige Infrastruktur für heute und für die Zukunft. SI zielt auf die drängenden Herausforderungen der Urbanisierung und des Klimawandels durch die Verbindung von Energiesystemen, Gebäuden und Wirtschaftsbereichen. Siemens Smart Infrastructure bietet Kunden ein umfassendes, durchgängiges Portfolio aus einer Hand – mit Produkten, Systemen, Lösungen und Services vom Punkt der Erzeugung bis zur Nutzung der Energie. Mit einem zunehmend digitalisierten Ökosystem hilft SI seinen Kunden im Wettbewerb erfolgreich zu sein und der Gesellschaft, sich weiterzuentwickeln – und leistet dabei einen Beitrag zum Schutz unseres Planeten. Der Hauptsitz von Siemens Smart Infrastructure befindet sich in Zug in der Schweiz. Zum 30. September 2021 hatte das Geschäft weltweit rund 70.400 Beschäftigte.

TenneT TSO GmbH (TTG)

TenneT ist ein führender europäischer Netzbetreiber. Wir setzen uns für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ein – 24 Stunden am Tag, 365 Tage im Jahr. Wir gestalten die Energiewende mit – für eine nachhaltige, zuverlässige und bezahlbare Energiezukunft. Als erster grenzüberschreitender Übertragungsnetzbetreiber planen, bauen und betreiben wir ein fast 24.000 km langes Hoch- und Höchstspannungsnetz in den Niederlanden und großen Teilen Deutschlands und ermöglichen mit unseren 16 Interkonnektoren zu Nachbarländern den europäischen Energiemarkt. Mit einem Umsatz von 4,5 Mrd. Euro und einer Bilanzsumme von 27 Mrd. Euro sind wir einer der größten Investoren in nationale und internationale Stromnetze, an Land und auf See.

Jeden Tag geben unsere 5.700 Mitarbeiter ihr Bestes und sorgen im Sinne unserer Werte Verantwortung, Mut und Vernetzung dafür, dass sich mehr als 42 Millionen Endverbraucher auf eine stabile Stromversorgung verlassen können.

Lighting the way ahead together

TransnetBW GmbH (TNG)

Als Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Stuttgart stehen wir für eine sichere und zuverlässige Versorgung von rund elf Millionen Menschen in Baden-Württemberg. Wir sorgen für Betrieb, Instandhaltung, Planung und den bedarfsgerechten Ausbau des Transportnetzes der Zukunft. Unsere 220- und 380-Kilovolt-Stromkreise sind rund 3.200 Kilometer lang, unser Netz erstreckt sich über eine Fläche von 34.600 km². Dieses steht allen Akteuren am Strommarkt diskriminierungsfrei sowie zu marktgerechten und transparenten Bedingungen zur Verfügung. Unser modernes Übertragungsnetz ist das Rückgrat einer zuverlässigen Energieversorgung in Baden-Württemberg und Grundlage für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft.

Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (TUD)

Das Institut ist eines der führenden deutschen Hochschulinstitute im Bereich der Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft mit dem Schwerpunkt elektrischer Netze. Das Institut ist aus der Zusammenlegung des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz sowie der RWE-Stiftungsprofessur für Energieeffizienz und dem dazugehörigen Arbeitsgebiet hervorgegangen. Forschungen und Studien des Instituts lösen Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Elektrizitätssystem der Zukunft.

Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung (TUIL)

Der Forschungsschwerpunkt des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Ilmenau liegt auf dem Design, der Analyse und des Betriebs elektrischer Energieversorgungssysteme. In diesem Zusammenhang beschäftigt sich das Fachgebiet unter anderem mit zukünftigen Anforderungen an die Energieübertragung und -verteilung, der Integration neuer Basistechnologien, optimaler Betriebsführung sowie der Modellierung und Analyse des gesamten Energiesystems von der Transportnetzebene bis hin zur Anlage auf der Endverbraucherseite.

Westnetz (WN)

Westnetz ist der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber im Westen Deutschlands. Mit Hauptsitz in Dortmund, sind wir eine 100 prozentige Tochtergesellschaft der Westenergie. Wir betreiben Netze unterschiedlicher Eigentümer, die wir allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen. Wir bauen, planen und betreiben ein Netz vom Emsland bis in den Hunsrück, von der niederländischen Grenze bis ins Weserbergland. Mit 5.800 Mitarbeiter*innen, 175.000 km Strom- und 24.000 km Gasnetz stellen wir bei Westnetz sicher, dass Sie störungsfrei und effizient mit Energie versorgt werden. Rund um die Uhr, an 365 Tagen im Jahr – und das schon seit über 100 Jahren.

InnoSys 2030

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FSC
www.fsc.org
MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C100591

MA 22-082